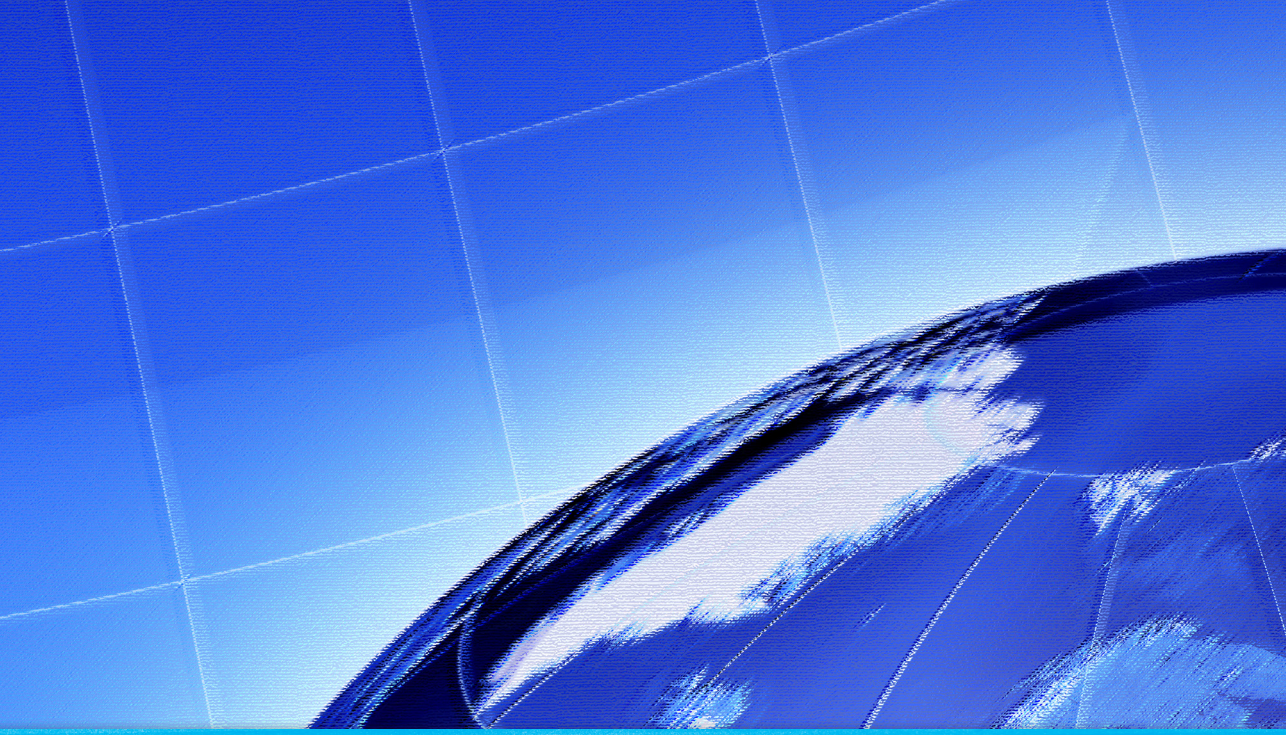


Energía y Geoestrategia 2019

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

Patrocinado por:

CEPSA

enagas

REPSOL

Energía y Geoestrategia 2019

Instituto Español de Estudios Estratégicos

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

MINISTERIO DE DEFENSA

Foto de portada:
Getty Images

CATÁLOGO GENERAL DE PUBLICACIONES OFICIALES
https://cpage.mpr.gob.es

Edita:

MINISTERIO DE DEFENSA
SECRETARÍA GENERAL TÉCNICA

© Autores y editor, 2019

NIPO: 083-16-249-2 (edición papel)
ISBN: 978-84-9091-414-4 (edición papel)
Depósito Legal: M-10633-2019

Fecha de edición: abril 2019

Maqueta e Imprime: Ministerio de Defensa

https://publicaciones.defensa.gob.es/

NIPO: 083-16-250-5 (edición libro-e)
NIPO: 083-18-071-7 (edición en línea pdf)

Las ideas y opiniones expresadas en este documento son de responsabilidad exclusiva de los autores, y no representan, necesariamente, la posición oficial del Ministerio de Defensa, del CESEDEN, del IEEE o de las Instituciones en las que trabajan.
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 100 % libre de cloro procedente de bosques gestionados de forma sostenible.

ÍNDICE

Página

Introducción

Claudio Aranzadi

Entrevista con el Director Ejecutivo de la Agencia Internacional de la Energía Dr. Fatih Birol (como resultado de un cuestionario enviado previamente) .. 27

Capítulo primero

Geopolítica de la energía y teoría de juegos 35

Manuel Conthe Gutiérrez

Introducción 37
Teoría de las bañeras 37
Teoría de juegos 38
El dilema del prisionero 39
El juego de la confianza (*trust game*) 41
El juego del gallina (*chicken*) 43
El juego del farol visto (*called bluff*) 45

Mercado internacional de la energía 48
Fuentes de energía primaria 48
Demanda mundial de energía 49
Petróleo 50
Estructura del mercado 50
La oferta de petróleo convencional: la OPEP+ 52
Dilema del prisionero 53
Factores a favor del cártel 54
Factores que limitan el poder del cártel 56
La revolución del petróleo no convencional 57
Gas natural 59
Estructura del mercado 59
Dependencia europea de Rusia 60
Implicaciones geopolíticas 63
La rentabilidad de las inversiones a largo plazo 64
El riesgo de los «acuerdos obsolescentes» 66
La paradoja de las fuentes renovables 67

Página

Lucha contra el cambio climático ... 68
El problema del cambio climático ... 68
De Río (1992) a París (2015) ... 71
El Acuerdo de París ... 74
El desafío de la descarbonización ... 74
Factores favorables ... 75
Factores desfavorables ... 76
El dilema de la Unión Europea ... 77

Conclusiones ... 78

Capítulo segundo

El papel de Canadá en los mercados energéticos globales ... 81

Jennifer Winter

Introducción ... 83
Antecedentes y contexto ... 84

Recursos energéticos de Canadá ... 85
Trade de energía en Canadá ... 88

Cambio de política y su incertidumbre creciente ... 90

¿Un suministrador de energía para el futuro? ... 96

El futuro del petróleo canadiense ... 96
Contexto actual ... 96
El futuro incierto de la capacidad de retirada de Canadá ... 104
Futuras tendencias de producción ... 109

Ambiciones en GNL ... 111
Contexto actual ... 111
Futuras tendencias de producción ... 113

Conclusiones y mirada hacia el futuro ... 114

Capítulo tercero

Geoestrategia y energía en el golfo de Guinea ... 121

Emilio Sánchez de Rojas Díaz

Introducción ... 123

El escenario global ... 124
Escenario geopolítico ... 125
Cambio climático ... 127
Escenario energético global ... 131
Estrategias energéticas de las grandes potencias ... 137
Escenario geográfico: el golfo de Guinea ... 139
Gobernanza regional ... 142
Gobernanza en los países del golfo de Guinea ... 142
Situación actual de seguridad ... 147
Nigeria ... 148
Camerún ... 150
República Democrática del Congo ... 151
Angola ... 152
Piratería ... 152
El golfo de Guinea como región «geoenergética» ... 155
Las multinacionales y otras grandes empresas energéticas ... 159

Página

Problemas medioambientales 162
Contaminación 163
Contaminación marítima 166
Políticas energéticas locales: energía y desarrollo 167
Las empresas energéticas africanas 171

Conclusiones 172

Capítulo cuarto

El cambiante contexto de la geopolítica de la energía: Visión europea de cómo el cambio climático empieza a afectar a la seguridad energética 177

Christian Egenhofer y Milan Elkerbout

Introducción 179

El nuevo concepto de seguridad energética 180
Box 2.x: ¿Que es la geoeconomía? 184
Box: El concepto en evolución sobre la seguridad del suministro y la seguridad energética en el siglo XXI 186

Respuestas políticas de la UE 188
El momento decisivo: la integración del mercado y la política del cambio climático 189
La Unión de la Energía 190

La nueva geopolítica y economía de la energía 193
La seguridad del suministro después de la crisis del gas de 2006 194
Box 3.x: La política energética y climática toma forma: el paquete 20-20 de energía y clima 195
Política energética exterior 196
Estrategia Europea de Seguridad Energética 196
Electrificación del sistema energético y nuevas cadenas de valor 199
Digitalización 200

¿Una política de seguridad nueva para la próxima década? 201

El impacto de la mitigación del cambio climático en la seguridad energética 202
Stocks y flujos de CO_2: la energía debería estar descarbonizada para parar los flujos 204
Mitigación: aumentando los recortes de emisiones 207
¿Cómo se están comportando los sectores con los recortes de las emisiones? 207
Electricidad 207
Industrias con alto consumo de energía 208
Transporte y movilidad 210
Edificios 210
Agricultura 211
Retirada del carbono: no se trata solo de compensar emisiones residuales 211
Cuando la mitigación es insuficiente, debe aumentarse la adaptación 212
Política climática: el precio del carbono es necesario pero no suficiente 213
Interacciones entre políticas: la política climática nunca trata solo del clima 215
Perspectivas globales: ¿Cómo están abordando la política climática las principales economías? 216

Resumen y conclusiones 218

Capítulo quinto

Give peace a chance: Nuevas oportunidades en la geoeconomía de Arabia Saudí 223

Miguel A. Lasheras

Página

Introducción 225

Geoeconomía y geopolítica en las relaciones estratégicas internacionales 227

Arabia Saudí en el seno de la OPEC y la OPEC+ 229

La amenaza o la oportunidad de la transición energética para los países productores de petróleo 238

La diversificación económica y la Visión 2030 244

Las dificultades de una adaptación económica y social de AS a la transición energética . 247
Las dificultades de dar soporte a la diversificación 247
El entorno geopolítico y geo-económico de la región 248
La estructura institucional de la sociedad saudí 249
Las características del mercado saudí de trabajo 250

Conclusiones 251

Composición del grupo de trabajo 255

El siguiente texto es la versión en español de los escritos originalmente en inglés (capítulos 2 y 4) junto con lo que están originalmente en español (Introducción, y los capítulos 1, 3 y 5)

Introducción

Claudio Aranzadi

Siguiendo un patrón ya tradicional en las últimas publicaciones de *Energía y Geoestrategia* se incluye en este sexto número un artículo de carácter general y metodológico, el artículo de Manuel Conthe, «Geopolítica de la energía y Teoría de juegos» y cuatro artículos focalizados en concretas áreas geográficas (Arabia, Europa, Canadá y golfo de Guinea) cuyos autores son Miguel Ángel Lasheras con su trabajo «*Give peace a chance*: Nuevas oportunidades en la geoeconomía de Arabia Saudí», Christian Egenhofer y Milian Elkerbout, con «The changing context for the geopolitics of energy: A european view on how climate change starts affecting energy security», Jenifer Winter con «Canada's role in global energy markets» y Emilio Sánchez de Rojas con «Geoestrategia y energía en el golfo de Guinea». Este año también se incluye una entrevista con una personalidad relevante: El director general de la Agencia Internacional de la Energía, Fatih Birol.

A lo largo del año 2018, los principales factores de incertidumbre en el escenario geoestratégico de la energía que se señalaban en el número precedente de «Energía y Geoestrategia» no solo no se han corregido sino que, en muchos casos, se han acentuado, observándose además nuevos focos de inestabilidad. La traslación de estos factores de incertidumbre a una evaluación cuantitativa del riesgo geopolítico global es sin embargo una tarea de escasos resultados. Existen índices del riesgo geopolítico, como el propuesto por Caldara, Darío y Matteo Iacoveillo (2018)[1], utili-

[1] Caldara, Darío and Matteo Iacoveillo (2018). «Measuring Geopolitical Risk». *International Discussion Papers 1222/Board of Governors of Federal Reserve System*.

zando como base empírica la frecuencia del reflejo de las tensiones geopolíticas en los medios. Pero cuando se alude a una medida sintética como la prima de riesgo geopolítico en la explicación de los precios en los mercados energéticos, los expertos recurren normalmente a una argumentación cualitativa que describe una variable correlacionada con los fundamentales del mercado como el exceso de demanda (indicado por la evolución de los «stocks»); la prima de riesgo geopolítico se haría visible solo cuando los mercados se tensan[2]. Estas dificultades llevan inevitablemente a recordar la distinción clásica entre incertidumbre y riesgo de F. H. Knight (1921)[3], que J. Y. Halpern[4] describe como «la distinción entre una toma de decisión sometida a riesgo (hablando aproximadamente, cuando hay una medida de probabilidad "objetiva" que cuantifica la incertidumbre) y una toma de decisión sometida a incertidumbre (cuando esa medida no existe)». En su uso más habitual, el riesgo geopolítico tiende a asimilarse más al concepto de incertidumbre de Knight, pero eso no impide que sea útil recurrir al término y que, además, pueda avanzarse en la construcción de una medida del mismo más acorde con la definición que da Knight de riesgo.

En cierto modo, el transcurso del año 2018, ha eliminado alguna de las incertidumbres relativas a la actuación de D. Trump que todavía quedaban abiertas en el momento del cierre de la publicación precedente de «Energía y Geoestrategia». Su política climática y de regulación medioambiental doméstica, así como su posicionamiento en la reunión del G-20 de Buenos Aires han sido inequívocamente coherentes con el anuncio de su retirada (que no será efectiva hasta 2020) del Acuerdo de París de 2015, al igual que su retirada del Acuerdo Nuclear con Irán, el denominado «Joint Comprehensive Plan of Action» (JCPA), despejó las dudas sobre una posible infidelidad, en este caso, a sus promesas de campaña. La confirmación por parte de D. Trump de su voluntad de realizar sus propuestas programáticas (algo que inicialmente algunos comentaristas pusieron en duda) supone ciertamente la eliminación de algunas incertidumbres. Aunque lógicamente abre otras que combinadas con la concepción estratégica de su administración y su patrón de comportamiento negociador que se describían en la publicación precedente, configuran un árbol de trayectorias en el que la combinación de probabilidades y daños conduce a un resultado esperado netamente más pesimista.

Esta combinación de nuevas certidumbres e incertidumbres en el escenario geopolítico de la energía se observa también en el desarrollo de la política climática a lo largo de 2018. Durante el año se han publicado dos documentos que reflejan un amplio consenso de los expertos en el análisis del cambio climático y que representan una precisión creciente de los efectos de dicho cambio y de

[2] B. Fattouh (2018 February). «Heighten geopolitical risks in the Middle East and potential impacts in oil markets» (Presentation). *Oxford Institute for Energy Studies*. En esta presentación B. Fattouh señala la leve reacción de los mercados al riesgo geopolítico cuando los *stocks* son elevados y su mayor importancia cuando los mercados están tensos.

[3] F. H. Knight (1921). «Risk, Uncertainty and Profit». *New York*: Houghton Mifflin.

[4] J. Y. Halpern (2003). «Reasoning about uncertainty». *The MIT Press*.

las trayectorias de emisiones de gases de efecto invernadero necesarias para su mitigación. El primero de ellos, un informe especial del IPCC sobre un calentamiento climático de 1,5 °C[5], examina diversas trayectorias de emisiones compatibles con el objetivo de limitar el aumento de la temperatura a 1,5 °C sobre el nivel de temperatura del periodo preindustrial. El informe señala que en 2017, se ha alcanzado ya un incremento de la temperatura media del orden de 1 °C, con un ritmo de aumento de alrededor de 0,2 °C por década. Con el nivel actual de emisiones la temperatura se incrementaría menos que 1,5 °C, pero este aumento se alcanzaría entre 2030 y 2052 si el ritmo de crecimiento de las emisiones fuese el actual, continuando lógicamente el aumento de temperatura a partir de entonces. Si se pretende respetar el límite de 1,5 °C, en la hipótesis de ausencia de superación previa de dicha temperatura (o de una superación limitada), el informe señala una trayectoria de reducción de emisiones en relación a 2010 de un 45% en 2030 y un volumen neto de cero emisiones en 2050. Si hubiese un pico en el crecimiento de la temperatura significativamente por encima de 1,5 °C, la exigencia en la corrección del exceso de emisiones sería lógicamente más elevada.

El informe de IPCC, además de fijar la exigencia de emisiones netas nulas para alcanzar el objetivo de limitación del aumento de temperatura a 1,5 °C, indica que existen significativas diferencias en los efectos climáticos (aumento de la temperatura media, elevación del nivel del mar, calores extremos, fuertes precipitaciones, sequías, etc.) entre un escenario de aumento de la temperatura de 1,5 °C y otro de 2 °C, lo que también implicaría, lógicamente, una diferencia significativa en los daños producidos. Esta constatación es importante, dado el carácter probabilístico de los modelos climáticos y el cuidado que pone el IPCC en señalar la probabilidad de las diferentes estimaciones y previsiones. Pero, además, aunque el Acuerdo la COP-21 en París se fija como objetivo conseguir un crecimiento de la temperatura global significativamente inferior a 2 °C y continuar los esfuerzos para limitar el aumento de la temperatura a 1,5 °C sobre los niveles preindustriales, el informe del IPCC coloca ya implícitamente el objetivo de limitación de un 1,5 °C como el eje de la futura política climática.

En cuanto al segundo documento, el *National Climate Assessment* (2018)[6] de la Administración de los EE. UU., su valor reside en que, aunque focalizado en los efectos del cambio climático en los EE. UU., supone un inequívoco posicionamiento de un organismo de la administración americana (de hecho de un amplísimo número de expertos responsables del informe) en las antípodas de las concepciones de D. Trump. El informe no solo señala los efectos actuales y futuros del cambio climático, sino que explícitamente manifiesta que, «en lo que quede de este siglo, serían necesarias por parte de EE. UU. y otros países, agresivas y sostenidas reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero para reducir las emisiones globales a un nivel consistente» con el escenario

[5] Intergovernmental Panel on Climate Change (Special Report) 2018. «Global warming of 1,5 °C».
[6] *National Climate Assessment 2018*. «US Global Change Research Program».

más exigente analizado en dicho Informe. Como ocurre con el Informe del IPCC, en este documento de la Administración de EE. UU. también se enfatiza en el carácter probabilístico de estimaciones y previsiones, lo que no impide conceder una suficiente significación estadística a las mismas que invalida el posicionamiento climaescéptico.

Sin embargo, al mismo tiempo que el trabajo de los expertos consolidaba las bases analíticas de la política climática y justificaba la necesidad de plantear unos objetivos más exigentes de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en el horizonte 2050, a lo largo de 2018 se ha registrado una serie de acontecimientos que ponen de manifiesto la existencia de algunas dificultades en la implementación de la política climática que quizá se habían subestimado.

Aunque la experiencia de impactos climáticos extremos actuales parecería sensibilizar de forma creciente a la opinión pública ante los riesgos climáticos, las violentas protestas registradas en Francia a finales de año contra el aumento de la imposición a los combustibles de automoción han evidenciado el rechazo por parte de importantes sectores sociales de una política fiscal consistente con la estrategia de descarbonización. El informe mencionado de la IPCC ya alerta de la asimetría en la repercusión de los costes del cambio climático y de la reducción de emisiones entre áreas geográficas y grupos sociales, siendo los sectores de baja renta los más vulnerables. De cara al futuro será, por tanto, fundamental incorporar, como un elemento central de la política climática, mecanismos compensatorios para aquellos segmentos sociales relativamente más desfavorecidos.

Los ambivalentes resultados de la COP-24 en Katowice (Polonia) son también un indicador de las numerosas trabas que deberá superar el desarrollo del Acuerdo de París de 2015. Constituye sin duda un éxito la preservación de un acuerdo global multilateral como el de París, con un país, todavía parte del Acuerdo aunque haya anunciado su retirada, como los EE. UU. y otros escasamente entusiastas como Rusia, Arabia Saudí y Brasil. Es igualmente destacable la aprobación de las reglas de implementación del Acuerdo (aunque no de forma completa) que facilitan la homogeneidad de los criterios de medición y evaluación y garantizan los requisitos de transparencia exigibles en un Acuerdo que cuenta de forma destacada con un incentivo al cumplimiento ligado al compromiso moral y a la filosofía del «comply or explain». Resulta, sin embargo, decepcionante la débil referencia al informe especial del IPCC y la ausencia de fijación de restricciones más exigentes a la trayectoria de emisiones cuando la agregación de los objetivos fijados en los compromisos nacionales asumidos hasta ahora sobrepasan los fijados en el Acuerdo de París y, además, el informe del IPCC justificaría la fijación de la meta a alcanzar en el extremo más exigente del Acuerdo (el límite del aumento de la temperatura a 1,5 °C).

Es posible, por otro lado, que también haya existido una cierta subestimación de las dificultades para el desarrollo de la política climática tanto en el terreno institucional como tecnológico. Un primer ejemplo es la excesiva confianza en la

existencia de sustanciales procesos de reducción de emisiones con carácter de «free lunch». K. Gillinghan y J. H. Stock (2018)[7] aunque se declaran escépticos en relación a las estimaciones estáticas de la mayoría de los «free lunch», señalan dos ejemplos relativos a los EE. UU.: la incorporación de un porcentaje de etanol a la gasolina y la sustitución de carbón por gas natural en la producción de electricidad. En ambos casos, la alternativa que implica menores emisiones es además la menos costosa. En situaciones como estas, el simple funcionamiento del mercado, sin necesidad de imponer restricciones de política climática, debería permitir un avance en la estrategia de reducción de emisiones. De hecho, la sustitución en la generación eléctrica de carbón por gas natural y energías renovables en las centrales de EE. UU., inducida por las señales de precio, puede conducir al cumplimiento de parte de los objetivos de política climática del presidente Obama incluso con las medidas regresivas puestas en práctica por D. Trump. Como señala J. Bordoff[8], la *Energy Information Administration* prevé que por el simple juego de las fuerzas del mercado se producirá una reducción de las emisiones de CO_2 en la generación eléctrica en 2030 de un 28% con respecto a 2005, pero considerando que los precios del gas natural se incrementarán un 50% y utilizando hipótesis conservadoras en relación a la evolución del coste de las energías renovables. Bordoff, menciona unas previsiones alternativas del «think tank» Rhodium Group que, suponiendo el mantenimiento del precio del gas en los niveles actuales y un perfil más agresivo de la reducción de costes de las energías renovables, apuesta por una reducción del 35% en 2030 (cuando el objetivo fijado en el *Clean Power Plan* de Obama era una reducción del 36%).

Sin embargo, la hipótesis de que las solas fuerzas del mercado pueden conseguir que se alcancen los objetivos de la política climática global es un espejismo que además puede contribuir a confundir a la opinión pública. La reducción de emisiones necesaria para cumplir con los objetivos del Acuerdo de París 2015 (y, aún más, la reducción necesaria para respetar estrictamente el límite de 1,5 °C) supondrá previsiblemente un coste incremental[9] [10], aunque lógicamente este coste debe ser inferior al «coste social» evitado con esa disminución de emisiones. Por eso resulta relevante para la implementación de la política de descarbonización tanto la estimación del «coste social» de las emisiones como del coste provocado por su reducción.

---

7 K. Gillingham y J. H. Stock (Fall 2018). «The cost of reducing greenhouse gas emissions». *The Journal of Economic Perspectives*.

8 J. Bordoff (2018. Aug. 22). «Trump's latest step backward for the climate». *The New York Times*.

9 Si se considera la política energética como un programa de minimización del coste de suministro energético (sometido a restricciones de seguridad y medio ambientales), a la reducción de emisiones le correspondería un «precio sombra» que sería el coste de un incremento unitario de la restricción medioambiental (coste que no sería nulo).

10 M. A. Mehling, G. E. Metcalf and R. N. Stavins (2017). *Linking heterogeneous climate policies* (WP). MIT Center for Energy and Environmental Policy Research.

K. Gillinghan y J. H. Stock [(7)] definen el coste social de la emisión de CO_2 como «una estimación del valor actualizado neto de los daños sociales monetizados que provoca la emisión de una tonelada métrica adicional de CO_2». Como ya se señaló en números precedentes de «Energía y Geoestrategia» la cuantía de esta estimación y la robustez de los modelos climáticos utilizados para obtenerla ha sido objeto de controversia. R. S. Pindyck (2017)[11], crítico con los modelos climáticos generalmente utilizados señala una fuerte diversidad en las estimaciones del coste social (entre 2 $/Tn y 200 $/Tn). El mismo ofrece (siguiendo su propia metodología, cuya lógica se describe sumariamente en números anteriores de esta publicación), una estimación de 101,24 $/Tn. P. Howard y D. Sylvan (2015)[12] describen un consenso de los expertos con estimaciones de cuantía más reducida, concentradas en una banda (para las emisiones de 2020) de entre 40/50 $/Tn. Estos órdenes de magnitud se corresponden con el valor (42 $/Tn) que ofrecía antes del 19 de enero de 2017, la U.S. *Environmental Protection Agency* en su hipótesis central (3% de tipo de descuento) para el coste social de las emisiones de CO_2 en 2020, Con un tipo de descuento del 5% la estimación se rebaja a 12 $/Tn y con un tipo de descuento de 2,5% se alcanza los 62 $/Tn (lo que indica la elevada sensibilidad del valor estimado del coste social al tipo de descuento y por tanto al grado de valoración atribuido al bienestar de las generaciones futuras). Estos valores han sido radicalmente reducidos por la Administración Trump que considera unas estimaciones del coste social de las emisiones de CO_2 de 6 $/Tn para un tipo de descuento del 3% y 1 $/Tn para un tipo de descuento del 7% (R. G. Newell 2017)[13].

Una estimación del coste social de las emisiones de CO_2 tan bajo como la propuesta por la Administración Trump conduciría —tal como argumenta Brad Plumer (2018)[14]—, aplicando el cálculo coste/beneficio, a excluir tecnologías o procedimientos operativos maduros para conseguir una reducción (o retirada) de emisiones, cuya utilización sería claramente racional con estimaciones del coste social ampliamente consensuados por los expertos. Brad Plumer, también crítica el carácter local de las estimaciones de la Administración Trump (que valoran únicamente el daño del calentamiento climático en EE. UU.), lo que priva de significación clara a una medida que no tiene en cuenta la posibilidad de que emisiones del exterior de EE. UU. contribuyan al calentamiento climático en este país (e inversamente el efecto de las emisiones de EE. UU. en el impacto climático causado al resto del mundo).

Los daños del calentamiento climático constituyen una externalidad negativa global y, por tanto, la estimación del coste social de las emisiones (que per-

---

11 R. S. Pindyck (2017). *Coase Lecture. – Taxes, targets and the social cost of carbon*. Economic LSE.

12 P. Howard y D. Sylvan (2015). *Expert consensus of the economics of climate change*. Institute for Policy Integrity/New York School of Law.

13 R. G. Newell (2017). *Unpacking the Administration revised social costs of carbon*. Resources for the future.

14 Brad Plumer (2018 Aug. 23). «Trump put a low cost on carbon emissions. Here's why it matters». *The New York Times*.

mitiría internalizar esa externalidad negativa) también debería tener alcance global. Probablemente, por tanto, la utilización de un impuesto armonizado del orden de magnitud de esa estimación de coste social (como propone R. S. Pindyck (2017)) sería el instrumento más adecuado para implementar la política de descarbonización global. R. S. Pindyck, señala que la negociación internacional sería más fácil y que, además, reduciría las dificultades de los estados para imponer un impuesto. Sin embargo, el Acuerdo de París de 2015, cifra sus objetivos en términos de límites de aumentos de temperatura e (indirectamente) en términos de crecimiento de emisiones de gases de efecto invernadero. Además, los objetivos globales resultan del agregado de compromisos nacionales cuyo logro es abordado por cada país o grupo de países mediante la utilización de mecanismos diferentes (impuesto, «cap and trade», y sistemas de «command and control» del cumplimiento de estándares tecnológicos u operativos); en algunos casos, como el del Reino Unido, se ha articulado una combinación de los tres tipos (mercado de derechos de emisión europeo, precio suelo para el CO_2, e imposición de estándares de emisión para las centrales de carbón).

El establecimiento de procedimientos de articulación que permitan una eficiente interacción entre los diferentes mecanismos vigentes en los países (o grupos de países) firmantes del Acuerdo de París 2015 no ha sido posible en el COP-24 de Katowice (Polonia) lo que es un claro indicio de su dificultad técnica y política. M. A. Mehling, G. E. Metcalf y R. N. Stavins (2017) [10] exponen modelos de interacción concebidos para garantizar la minimización de su coste total (propiciando la igualación de los costes marginales de reducción de emisiones en cada mecanismo). El objetivo, la convergencia hacia un precio único del CO_2, es común con la propuesta de R. D. Pindyck, pero su articulación es más compleja.

Por otro lado, el precio del CO_2 que resulta del establecimiento de un impuesto sobre la tonelada de CO_2 emitida del mismo orden de magnitud que el coste social de las emisiones tiene un carácter diferente del precio que resulta de un mecanismo de «cap and trade». En el primer caso, el precio refleja el coste social de las emisiones (es decir el daño actualizado); en el segundo caso, el precio del derecho de emisión refleja (M. A. Mehling y otros [2017][10]) el precio sombra correspondiente a una restricción impuesta al volumen de emisiones requerido para cumplir los objetivos de la política de descarbonización (es decir refleja el coste de una política de mitigación). Ambos precios no coinciden necesariamente. De hecho, la evolución del precio de los derechos en el mercado europeo de derechos de emisión (*Emission Trading System*) ha mantenido durante la crisis económica unos valores medios sustancialmente inferiores a las estimaciones del coste social de las emisiones más frecuentemente consideradas por los expertos (40/50 $/Tn). La revisión prevista para el periodo 2021/2030 en el que los sectores sometidos al ETS deberán registrar una reducción de emisiones del 43% en relación a 2005, prevé una disminución de los derechos a una tasa anual del 2,2% (mayor que el 1,74% actual) y un reforzamiento del mecanismo de Reserva de Estabilidad del Mercado (*Market Stabibility Reserve*). Estas reformas parecen tender a facilitar, además de una mayor estabilidad de los precios,

un perfil tendencial de los mismos más ajustado a las estimaciones señaladas de coste social. Aunque el mecanismo de actuación de la MSR establece una operativa subordinada al respeto de reglas predefinidas, es difícil sustraerse a una interpretación de la reforma prevista del ETS como un intento de propiciar una senda de los precios de los derechos de emisión más acorde con su papel de señal eficiente a largo plazo para inversores en activos de periodos de vida de varias décadas. Si esta fuese la interpretación correcta cabría interrogarse por la idoneidad de un mecanismo de búsqueda indirecta de un precio, cuando se podría establecer directamente (mediante un impuesto) y con costes de transacción seguramente menores.

En cualquier caso, dado que la modificación del sistema de «cap and trade» en Europa es muy poco probable y que este es también el mecanismo elegido en China (lo que supondría, según Mehling, Metcalf y Stavins (2017), una cobertura del orden del 24% de las emisiones globales), los avances en los criterios procedimentales del Acuerdo de París deberán contar con la exigencia de establecer mecanismos de coordinación e interacción entre sistemas de reducción de emisiones heterogéneos. Es cierto, por otro lado, que los mecanismos de «cap and trade» proveen un vínculo más directo con el objetivo cifrado de reducción de emisiones y que el establecimiento de mercados de derechos de emisión permite una asignación más eficiente de estos derechos. Ahora bien, a sus potenciales deficiencias ya señaladas en propiciar una senda de precios que funcionen como señal adecuada para las inversiones requeridas en el proceso de descarbonización, se añaden las asimetrías en el grado de exigencia del «cap» establecido en cada país y región (y los incentivos a algunos países a comportarse como *free riders*).

La pluralidad de mecanismos de reducción de emisiones exige además una respuesta coherente a la exigencia por parte de los países en vías de desarrollo de que se tenga en cuenta la diferente contribución de cada país a la configuración del actual «stock» de gases de efecto invernadero en el planeta. Dado que las estimaciones del coste social marginal de las emisiones presentan un perfil temporal creciente (al considerar que dicho coste aumenta con el nivel de concentración) es razonable considerar un reparto de los costes totales de mitigación en función de la contribución histórica a la configuración de los actuales niveles de concentración de gases de efecto invernadero. Este reparto más justo de costes (que tenga además en cuenta las asimetrías sociales y geográficas de los daños del cambio climático y de los costes de las medidas de mitigación) exigirá abordar de forma más decidida otro de los requerimientos todavía no correctamente conformados en el desarrollo del Acuerdo de París: la financiación.

El informe del IPCC (2018), como se ha señalado, supone un avance analítico y una mayor exigencia para la política climática pero también nuevas incertidumbres. A las ya señaladas pueden añadirse las que afectan a la evolución tecnológica y, en gran medida correlacionada con estas, a la incertidumbre sobre la evolución a largo plazo del coste de mitigación del cambio climático. El

World Economic Outlook (2018) de la Agencia Internacional de Energía[15], muestra que la continuidad después de 2040 de su escenario más exigente (coherente con el objetivo de conseguir un crecimiento de la temperatura global significativamente inferior a 2 °C) no alcanza un volumen neto nulo de emisiones hasta 2070. Pues incluso con este escenario (más laxo que el necesario para respetar estrictamente el límite de 1,5 °C que requeriría emisiones netas cero en 2050), la Agencia Internacional de la Energía, en su seguimiento del avance tecnológico necesario para lograr el objetivo «crecimiento de la temperatura significativamente inferior a 2 °C»[16], constata que únicamente en cuatro de las treinta y ocho tecnologías examinadas (solar, fotovoltaica, iluminación y digitalización de edificios y vehículos eléctricos) puede considerarse alcanzado un grado de desarrollo compatible con la trayectoria tecnológica requerida para lograr los objetivos climáticos; quedarían fuera tanto la tecnología de captura y confinamiento de CO_2 (de gran importancia para la descarbonización del sector eléctrico y la industria) y todas las tecnologías que la AIE agrupa en el epígrafe «Integración de Energías» (Almacenamiento, Redes Inteligentes, Respuesta de la Demanda, Digitalización e Hidrógeno) y que también deberían tener un papel central tanto en la descarbonización del sector eléctrico como del transporte.

También surgen incertidumbres tecnológicas cuando se examinan los escenarios adelantados por la Comisión Europea para alcanzar el objetivo de emisión neta cero en 2050[17]. La Comisión Europea considera que con las políticas actualmente aprobadas en la Unión Europea se podría llegar a una reducción de la emisión de gases de efecto invernadero de un 45% en 2030 (en relación a 1990) y de un 60% en 2050. Para alcanzar la neutralidad en 2050, por tanto, la Comisión examina diferentes escenarios que implican un fuerte crecimiento neto de la electrificación, desarrollo de energías renovables (incluidos biocombustibles), hidrógeno, combustibles sintéticos, eficiencia energética y nuevas aproximaciones a la movilidad. Todo este despliegue de tecnologías solo permitiría, según la Comisión, una reducción de emisiones del 80% para 2050 (90% con una combinación más eficiente de todas ellas y la inclusión del uso de la tierra y los sumideros forestales). Esto requeriría un esfuerzo suplementario para alcanzar el 100% tanto en las tecnologías desplegadas como en los sumideros y tecnologías de extracción de CO_2 de la atmósfera (origen de emisiones negativas).

Cuando se fijan los ojos en Europa, la cuasi total descarbonización del sector eléctrico para 2050 (con amplia penetración de energías renovables en todos los países miembros, mantenimiento de la energía nuclear en alguno de ellos y desarrollo de nuevas tecnologías de almacenamiento) y la cobertura cuasi total de la movilidad ligera por coches eléctricos parecen objetivos factibles; mayores dudas existen con la electrificación del transporte terrestre pesado, naval y aéreo y la descarbonización de la industria. Pero, además, Europa re-

15 IEA (2018). «World Energy Outlook».

16 IEA (2018). «Tracking Clean Energy Progress».

17 COM (2018). «A Clean Planet of all. A European strategic long term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy».

presenta solo un 10% de las emisiones globales y países fuertemente emisores de CO_2 como China e India tienen un horizonte de descarbonización de su sector eléctrico (piedra angular, con la electrificación del transporte, de la estrategia de descarbonización) extraordinariamente exigente. Además, como se ha visto, incluso Europa, que sigue manteniendo el liderazgo moral de la política climática, parecer mantener un control creíble de su estrategia de descarbonización en el horizonte de 2030, pero no tanto cuando este horizonte se amplía al 2050.

En este contexto de incertidumbres tecnológicas, el perfil temporal del coste de mitigación del cambio climático (y en concreto de la política de descarbonización) dependerá de la evolución de las curvas de aprendizaje de las diferentes tecnologías requeridas. Haber alcanzado en la actualidad la competitividad-coste de tecnologías de generación renovable como la eólica «on-shore» y la solar fotovoltaica (que ha experimentado en la última década una aguda pendiente de su curva de aprendizaje), son un factor de optimismo. Para algunos expertos es un indicio de una posible trayectoria futura de la política climática sin sobrecostes de mitigación (o con sobrecostes muy bajos). La generalización de esta impresión en la opinión pública, sin embargo, además de probablemente incierta, sería una fuente de riesgos políticos. De los informes mencionados de la AIE y de la Comisión Europea, más bien parece deducirse que la restricción climática en la política energética seguirá teniendo un carácter constrictivo (su «precio-sombra» seguirá teniendo un valor significativo) a lo largo de todo el periodo de transición hasta 2050. Es posible, además, que los costes marginales de mitigación (los costes marginales de la política de descarbonización) puedan incrementarse al abordar los sectores cuya descarbonización requiere tecnologías actualmente poco maduras (transporte pesado por carretera, transporte naval y aéreo, industria) y al acometer a partir de 2030 las exigencias complementarias hasta 2050 que ni siquiera los países industrializados han definido claramente.

Por otro lado, el año 2018 ofrece una clara ilustración de la compleja interacción de factores que determina la evolución del mercado de petróleo, para cuya comprensión, el artículo de M. A. Lasheras en esta publicación, aunque focalizado en Arabia Saudí, es de gran utilidad porque analiza en profundidad el contexto en que la geopolítica energética de este país se enmarca. A lo largo de 2018 se ha manifestado, además, claramente la dificultad de integrar el riesgo geopolítico como una variable explicativa de la evolución de los precios del petróleo, tal como se indicaba al comienzo de esta introducción.

Para la mayoría de los expertos, desde sus inicios el año 2018 se anunciaba como un periodo de mayor riesgo geopolítico en el mercado de petróleo[(2)]. Además del mantenimiento de la tensión asociada a los conflictos armados en Oriente Medio (Siria, Yemen) y en el Norte de África (Libia), apuntaba la incertidumbre relativa a una posible reducción de la oferta de crudo en Venezuela y a la decisión de EE. UU. en relación al Acuerdo nuclear con Irán. El impacto de este aumento del riesgo geopolítico en los precios del crudo era, sin embargo, difícil de anticipar. Como B. Fattouh[(2)] señala, dicho impacto tiende a manifestarse

cuando existe tensión en los mercados y a diluirse en un contexto de elevados *stocks*, siendo el diagnóstico sobre el carácter de la evolución de los fundamentales a lo largo del año crecientemente complejo. El Acuerdo de reducción de la producción de crudo de la OPEC+ en diciembre de 2016 propició a lo largo de 2017 una significativa reducción de los inventarios de crudo en los países de la OCDE en relación a la media de los cinco años previos[18] [19] y una recuperación de los precios. Al mismo tiempo, desde mediados de 2016 se iniciaba una vigorosa reactivación de la producción de «tight oil» en EE. UU. que una demanda mundial de crudo creciente permitía acomodar e incluso en un periodo del año (entre marzo y septiembre) conducía a cifras del nivel de *stocks* en los países de la OCDE. inferiores a la media de los cinco últimos años (19).

La retirada de EE. UU. del Acuerdo nuclear con Irán en mayo desencadenó un nuevo factor de incertidumbre asociado a la cuantía de la reducción de las exportaciones iraníes que en aplicación de las medidas aprobadas por EE. UU. deberían tener lugar a partir de noviembre. Aunque en el momento de la denuncia del Acuerdo, existían dudas sobre el volumen de reducción de exportaciones iraníes que finalmente representaría, se aceptaba que contribuiría a tensar el mercado y que, además podría contribuir a crear tensiones en el seno de la OPEP[20]. De hecho, Arabia Saudí y Rusia aumentan su producción a partir de mayo (19). Aun así, en septiembre/octubre se produce un fuerte aumento de los precios hasta alcanzar en el mes de octubre un pico de 86 $/barril para el crudo *brent*. En ese momento, algunos expertos[21] consideran que el precio del crudo podría alcanzar el entorno de los 100 dólares y mantenerse a esos niveles hasta 2020. A los riesgos de reducción de la producción en Irán, Venezuela y Libia se añadiría, según los autores del artículo, la escasa capacidad ociosa en Arabia Saudí, Kuwait, Emiratos Unidos y Zona Neutral necesaria para regular ese potencial descenso de producción y las restricciones en la infraestructura de transporte de crudo en la cuenca pérmica de EE. UU., así como el aumento de la demanda derivado de las regulaciones MARPOL para reducir el contenido de azufre del combustible para el transporte naval. Sin embargo, en octubre/noviembre se produce un agudo descenso del precio del crudo de más de 20 $/barril, lo que propicia un nuevo Acuerdo OPEC+ en diciembre para reducir la producción en el primer semestre de 2019 en relación a los niveles de octubre de 2018. Además, el mes de noviembre, el Gobierno de EE. UU. concedía una serie de «wavers» para mantener importaciones de petróleo de Irán durante seis meses.

---

18 OPEC bulletin (12/18).

19 B. Fattouh and A. Economou (2018. November). *OPEC choices are getting harder and harder (Presentation)*. The Oxford Institute for Energy Studies.

20 B. Fattouh 2018 (May). *Is this the end of the OPEC deal?*. The Oxford Institute for energy studies.

21 P. Wilczynski y E. Pagkalou (2018 October). «Geopolitics can lead to a hundred-dollar oil world, but can it sustain it?». *Petroleum Blog*. Mckinsey and Company Oil and Gas.

B. Fattouh y A. Economou[19] (en una presentación anterior al Acuerdo OPEC+) consideraban que el episodio del agudo pico de precios en octubre era esencialmente un fenómeno especulativo ante las expectativas de reducción de exportaciones por parte de Irán y no el reflejo de un cambio estructural en los fundamentales. La reacción de la OPEC+ habría sido, entonces, justificada, tanto más cuanto que las expectativas de crecimiento de la economía mundial (guerra comercial EE. UU. / China, desaceleración económica china, crisis en la UE, etc.) se vuelven más sombrías al comienzo de 2019, lo que moderaría el crecimiento de la demanda global de crudo.

En el momento de cierre de esta publicación, comienzos de 2019, todos los factores de incertidumbre que han gravitado sobre el mercado de petróleo en 2018 sigue tiñendo el futuro a corto plazo. El grado de desaceleración del crecimiento de la economía mundial es todavía incierto y su impacto sobre las expectativas de reducción de la demanda de crudo difícil de evaluar, aunque es razonable esperar un efecto moderador. También están teñidas de incertidumbre las previsiones sobre la producción de «tight oil» en EE. UU. si los precios del crudo en 2019 se mantienen por debajo de los 50/60 $/barril. Los «break-even prices» de las explotaciones de «tight oil» son muy variados, pero para precios de mercado inferiores a 70 $/barril (tal como señala M. A. Lasheras en su artículo) quedaría por debajo del umbral de rentabilidad un significativo porcentaje de proyectos de inversión, aunque es cierto que la expansión a la producción desde mediados de 2016 ha tenido lugar con precios inferiores. Un contexto de precios excesivamente moderados podría presionar transitoriamente a la baja el fuerte empuje de la producción de «tight oil» de EE. UU. (que en la parte final del año 2018 se convirtió en exportador de crudo), aunque este efecto podría verse atenuado en 2020, tal como señalan P. Wilczynski y E. Pagkalou[21], por la prevista solución de la congestión en las infraestructuras de la cuenca pérmica. Estos autores también señalan la recuperación de una significativa capacidad ociosa en Arabia Saudí con las nuevas inversiones, pero para 2020. Esto significaría que en 2019 el «tight oil» tendrá un protagonismo mayor como regulador del mercado, algo que, como señala M. A. Lasheras, realiza de manera menos flexible que un productor de crudo convencional con capacidad ociosa (como Arabia Saudí), a pesar de que a plazos superiores la capacidad de respuesta de sus programas inversores es más alta que la de las nuevas explotaciones de producción de crudo convencional (ciclos de inversión más cortos y tasas de declino más agudas) y ofrece un mayor automatismo (son decisiones descentralizadas de inversores privados sin condicionamientos políticos y en función de las señales del mercado). El resultado de esa causalidad bidireccional precios-producción de «tight-oil» en EE. UU. en 2019 es, por tanto, difícil de anticipar.

En todo caso, parece claro que las incertidumbres en el escenario geopolítico tenderán a agudizarse aún más. Los efectos de la retirada militar de EE. UU. en Siria, añadidos al nuevo clima de las relaciones EE. UU. / Arabia Saudí, abren nuevas incógnitas sobre los eventuales nuevos posicionamientos y equilibrios geoestratégicos en el Oriente Medio de actores como Rusia, Turquía, Irán y Ara-

bia Saudí. La OPEC+ (con presencia de Rusia) aun cumpliendo el Acuerdo de diciembre (con un semestre de vigencia) puede modificar su centro de gravedad geopolítica con efectos inciertos sobre su estrategia en el mercado de crudo (además, la vigencia de los «wavers» para las importaciones de crudo de Irán de noviembre de 2018 es también de seis meses). Por otro lado, aunque es clara la postura de D. Trump en favor de precios bajos en el mercado de crudo, resulta casi imposible anticipar cómo instrumentará sus preferencias, algo que es de gran importancia para prever la producción futura de Irán y las tensiones internas en el seno de la OPEP.

En un horizonte a largo plazo, las incertidumbres en el sector petrolero estás asociadas en gran medida a la adaptación de la estrategia de los principales actores del sector a los requerimientos antes mencionados de la política de descarbonización como componente esencial de la política climática. Estas exigencias son extraordinariamente rigurosas. En el WEO 2018 de la Agencia Internacional de la Energía, para el escenario más ambicioso desde el punto de vista medioambiental (*Sustainable Development Scenario*) se prevé alcanzar el pico de la demanda global (97 mb/d) en 2020 y reducir la producción de crudo hasta 69,9 mb/d en 2040. Pero debe tenerse en cuenta que el «Sustainable Development Scenario» se corresponde con el objetivo del Acuerdo de París definido como el propósito de conseguir un incremento de la temperatura global significativamente inferior a 2 °C y continuar esfuerzos para limitar el aumento de la temperatura a 1,5 °C. La exigencia de respetar el límite estricto de 1,5 °C llevaría a un descenso de la producción de crudo de hasta un nivel inferior a 40 mb/día en 2040 (WEO 2016, WEO 2017).

Este agudo perfil de reducción de la producción global de crudo a largo plazo que exige el cumplimiento de los objetivos de la política climática, cuando se compara con el volumen de recursos estimados por la AIE (WEO 2012) («remaining recoverable resources») conduce a la anticipación de la existencia de «recursos varados» (*stranded assets*) en los países ricos en petróleo y a la previsión de una tendencia descendente de los precios del crudo a largo plazo. Esto no significa que inversiones en desarrollo de los recursos de crudo tengan que ser necesariamente inversiones varadas (*stranded investments*) ya que es necesario compensar el importante volumen de pozos que se van agotando. La AIE (WEO 2018) señala que los proyectos de desarrollo de recurso convencionales de crudo aprobados en los años recientes permiten cubrir la demanda correspondiente al perfil del escenario más riguroso (*Sustainable Development Scenario*) pero se quedarían cortos para cubrir la demanda correspondiente a los otros escenarios más laxos que contempla la AIE. Como indica el WEO 2018, si la trayectoria de la demanda global de crudo se ajustase a estos escenarios, se necesitarían inversiones complementarias en nuevos proyectos «upstream» de crudo convencional para cubrir la demanda de 2025 o recurrir con más intensidad a la producción de «tight oil» en EE. UU. (país al que la WEO 2018 le atribuye casi el 75% del crecimiento de la producción global de crudo hasta 2025). Esto significa también, lógicamente, que la evolución tendencial a la baja de los pre-

cios del crudo a largo plazo puede solaparse con episodios de escasez de crudo a corto plazo (por inadecuada programación de las inversiones en desarrollo de recursos) y alzas transitorias de los precios.

Con este horizonte de sobreabundancia global de petróleo a largo plazo provocado por las restricciones de la política climática, los países ricos en petróleo deberán incluir entre las variables determinantes de sus programas inversores un escalonamiento óptimo de las mismas para minimizar sus «recursos varados» lo que podría inducir una anticipación de las inversiones en los productores de crudo convencional de elevados recursos y costes bajos de producción y añadir una presión estructural a la baja sobre los precios; al mismo tiempo, sin embargo, esta senda más moderada de precios a medio plazo tendería a desincentivar los programas inversores protagonizados por empresas privadas cuyas decisiones responden únicamente a las señales de precios (como el «tight oil»). Es probable, por tanto, que a medio plazo las fluctuaciones de la oferta de petróleo continúen siendo, como ha ocurrido en 2018, el resultado de la intervención de centros de decisión de carácter estatal o paraestatal (lo que ahora compone la OPEC+, sometida a tensiones crecientes de carácter geopolítico) y centros de decisión como los de las empresas productoras de «tight oil» en EE. UU. con ciclos de inversión más cortos y tasas de declino más agudas que las explotaciones convencionales y que, además, responden exclusivamente a las señales de mercado. Esta tensión entre potenciales «swing producers», que M. A. Lasheras analiza en su artículo, se mantendrá como un potente factor de incertidumbre a medio plazo, ya que el «swing producer» tradicional (Arabia Saudí, con mayor capacidad de producción ociosa, y, por tanto, con mayor probabilidad de actuación como regulador del mercado) estará sometido a condicionantes políticos de difícil anticipación y el supuestamente sustituto («tight oil») presenta las limitaciones antes señaladas y no está sujeto a centros de decisión de carácter político sino que responde a los aleas del mercado.

En el sector del gas natural, las líneas de evolución se inscriben en un patrón de continuidad con las descritas en años anteriores. Las incertidumbres asociadas a la posible sobrecapacidad de exportación derivada de las inversiones en nueva capacidad de licuefacción en Australia y EE. UU. parecen, según la WEO 2018, haberse reducido por la presión de la demanda asiática, fundamentalmente en procedencia de China. En un horizonte de medio y largo plazo las incertidumbres que afectan a los mercados de gas son, en todo caso, diferentes de las que gravitan sobre los mercados de petróleo. En primer lugar, como se señala en WEO 2018, la demanda global de gas prevista para 2040, es superior a la actual incluso en el escenario más exigente contemplado en el informe de la AIE (*Sustainable Development*). En este escenario, la demanda de gas continúa creciendo hasta 2025 y se mantiene estable a partir de entonces hasta 2040. Habrá que esperar a las estimaciones de demanda consistentes con un respeto estricto del límite de aumento de temperatura al 1,5 °C para poder anticipar la existencia antes del horizonte de 2050 de un pico de demanda análogo al del petróleo.

A diferencia de lo que ocurre con los productos petrolíferos, a corto-medio plazo el gas natural va a permitir probablemente una sustitución más limpia del carbón para la producción eléctrica en EE. UU. (por el juego de los precios relativos gas-carbón), pero sobre todo en China e India (donde las ventajas del gas en los que se refiere no solo a emisiones de CO_2, sino de partículas, SO_2 y óxidos de nitrógeno le convertirán previsiblemente en un combustible fuertemente demandado) y a mantener una significativa presencia como combustible para calefacción y en la industria. A corto plazo en Europa y a más largo plazo en el resto del mundo, la competencia de la generación eléctrica renovable (ya competitiva en coste para la eólica *on-shore* y la solar fotovoltaica) avanzará en el desplazamiento del gas como potencia de base a medida que los requerimientos de la política de descarbonización se hagan más constrictivos. También la sustitución de gas por electricidad en la calefacción de edificios y la progresiva, aunque como en el caso de petróleo con más retraso, sustitución en la industria, contribuirán a medio-largo plazo a alcanzar los objetivos de la política climática.

Aunque el perfil de la demanda a largo plazo que prevé la AIE para el gas natural es sensiblemente diferente de el del petróleo, las estimaciones de recursos globales de gas en WEO 2012 y WEO 2013 parecen indicar también una posible sobreabundancia de gas natural (y, por tanto, la eventual aparición de «recursos varados») a largo plazo, si se respetan las restricciones de política climática. En el caso del gas, además, existen incertidumbres específicas a medio y largo plazo relativas a la nueva capacidad tanto de transporte por gaseoducto como de plantas de licuefacción. El aumento del peso del Gas Natural Licuado está permitiendo, tal como muestra el WEO 2018 e informes precedentes de la AIE, una mayor diversificación del suministro, una mayor convergencia de precios entre los grandes mercados regionales, y una mayor flexibilidad contractual (supresión de las cláusulas de destino, reducción de plazos, desindexación de los precios sobre los del petróleo o productos petrolíferos, etc.); la existencia de «hubs» (mercados organizados donde la competencia fija precios «spot» y de instrumentos derivados) añade además mayor flexibilidad y eficiencia en los flujos físicos y en la cobertura de riesgos. Al mismo tiempo, sin embargo, amplía las alternativas de suministro, no solo entre gaseoducto y GNL, sino entre diferentes formas de contratación, lo que supone un horizonte más incierto a medio y largo plazo. Los mercados de gas natural también se ven afectados por riesgos geopolíticos específicos. T. Boersma, T. Mitrova y A. Losz[22] señalan algunos característicos de los últimos meses como el que afecta al proyecto *North Stream 2* (fuente de tensiones entre la Comisión Europea, EE. UU. y algunos países europeos, por un lado, y Gazpron, Rusia y otros países europeos liderados por Alemania, por otro), a la estrategia de suministro de Polonia, a las incertidumbres relativas a Ucrania y, sobre todo, a la estrategia de Quatar, primer exportador mundial de GNL, que está bajo embargo de sus socios del Gulf Cooperation Council desde 2017, y que proyecta una significativa ampliación de

[22] T. Boersma, T. Mitrova and A. Losz (2018 April). *A changing global gas order 20*. Columbia/ Sipa. Center of global energy policy.

su capacidad exportadora. La incertidumbre estratégica en relación a Quatar se agudiza aún más después de su decisión de abandonar el la OPEP el 1 de enero de 2019, en un marco de recomposición de los equilibrios geoestratégicos tanto en la OPEP como en Oriente Medio (no se puede olvidar que Rusia y Quatar suponen el 43% de las exportaciones mundiales, según datos de WEO 18).

Las incertidumbres ligadas a la geopolítica de la energía Europea son analizadas extensamente por Ch. Egenhofer y M. Elkerbout en su artículo de esta publicación, con especial atención a la estrategia de seguridad energética europea y a su estrategia de adecuación a los requerimientos de la política climática. Tal como señala la Comisión Europea[23], en la primera parte de 2019 se completará en gran medida el paquete legislativo conocido como «Clean Energy for all europeans» y serán formalmente adoptadas las nuevas reglas, que permitirán alcanzar las metas fijadas para 2030, en materia de reducción de emisiones, penetración de renovables, eficiencia e interconexiones. Como ya se ha señalado en páginas precedentes, el control de la trayectoria hacia los objetivos fijados para 2030 a través del conjunto de estrategias puesta en marcha en la UE. es riguroso y creíble. No lo es tanto el correspondiente a la senda hacia las metas fijadas por la política climática en 2050, que no solo está definido de manera imprecisa, sino que incorpora notables incertidumbres tecnológicas, políticas y regulatorias y deja entrever, además, un contexto de costes crecientes en las últimas décadas. Europa, sin duda, está a la vanguardia en la instrumentación de la política de descarbonización del sector eléctrico (una pieza esencial de la política climática a corto y medio plazo), pero como ya se ha señalado su impacto global es limitado (en torno el 10% de las emisiones), mientras que en los grandes países emisores (EE. UU., China, India) los avances en esa política son muy limitados. Por otro lado, Europa, como ya se ha señalado en otras ediciones de esta publicación, debería preparar la transición regulatoria hacia un modelo de sector eléctrico enteramente descarbonizado (algo seguramente factible en 2050 en términos tanto tecnológicos como de coste). Este modelo, muy intensivo en capital y con costes variables muy bajos (si la generación se focaliza en las energías eólica y solar y el almacenamiento es protagonizado por tecnologías descarbonizadas) es difícilmente compatible con el actual paradigma regulatorio, que otorga una posición central al mercado mayorista de energía. A medio plazo, esta transición alimentará un latente y significativo riesgo regulatorio en el sector eléctrico. Por otro lado, el grado de avance en la penetración de las energías renovables en la generación eléctrica en los países comunitarios introduce una notable incertidumbre en el perfil temporal de la demanda de gas natural, cuyo uso para la generación eléctrica la WEO 18 prevé se mantenga en 2025 a nivel cercano al de 2017 y en 2040 se reduzca un 11% (en el escenario central del informe de la AIE), pero que el cumplimiento de las exigencias más estrictas de la política climática (límite de 1,5 °C) requerirá una pendiente descendente más acusada. En todo caso, tal como señala la WEO 2018, el consumo de gas natural en Europa, aunque descendente, seguirá siendo voluminoso

[23] *European Commission*. «Clean Energy for all europeans».

(400 b c m en 2040 en el escenario central) y con fuerte y creciente peso de las importaciones, lo que introduce como una variable estratégica esencial la seguridad del suministro, aspecto examinado con detalle en el artículo de Ch. Egenhofer y M. Elkerbout. Desde una perspectiva geopolítica la preocupación dominante reside en la fuerte dependencia del gas ruso (casi la mitad del gas importado por la UE. en 2017, según WEO 18) y, por tanto, en la definición de una estrategia que conduzca a una reducción de la misma, pero preservado un adecuado equilibrio entre seguridad y coste del suministro en un escenario en que nuevos orígenes geográficos (como el GNL procedente de EE. UU.) y mercados más flexibles ofrecen más alternativas. En todo caso, parece difícil que siguiendo esas consideraciones el peso del gas ruso dentro de las importaciones europeas se reduzca de forma radical (WEO prevé que Rusia mantenga una cuota de mercado de más de un 30% de la demanda de la EU., en su escenario central).

Entrevista con el Director Ejecutivo de la Agencia Internacional de la Energía Dr. Fatih Birol (como resultado de un cuestionario enviado previamente)

1. ***¿Responde el* Escenario de desarrollo sostenible (Sustainable Development Scenario) *a los objetivos del Acuerdos de París (es decir: mantener el aumento de la temperatura media global muy por debajo de 2°C y tomar todas las medidas posibles para limitar el aumento de la temperatura a 1,5°C)? ¿Es posible acelerar la descarbonización? ¿Qué retos adicionales supondría?***

Sí, el Escenario de desarrollo sostenible (SDS) está en plena sintonía con los objetivos del Acuerdo de París. En él se detallan los ambiciosos pasos que conducirán a una transición del sector energético, basada en tecnologías de bajo contenido en carbono, como medio para enfrentarnos al cambio climático, reducir la contaminación del aire y alcanzar el acceso universal a la energía en el año 2030. De hecho, la trayectoria de emisiones que propone el SDS hasta 2040 es inferior al de muchos escenarios de descarbonización ya publicados, cuyo objetivo es mantener el aumento de la temperatura por debajo de 1,7 °C y 1,8 °C. Aunque no analizamos en detalle la transformación del sector energético más allá de 2040, el SDS pondría al mundo en el camino para conseguir que las emisiones mundiales de CO_2 vinculadas a la energía se reduzcan hasta un nivel "cero neto" durante la segunda mitad del siglo.

Alcanzar los múltiples objetivos que recoge el SDS requerirá una acción política rigurosa; así mismo, lograr una transición del sector energético incluso más rápida y de mayor calado requeriría un esfuerzo político aún mayor. Ello exigiría un esfuerzo coordinado de descarbonización, tanto en el lado de la oferta energética como de la demanda, para acelerar el despliegue de las tecnologías de bajo contenido en carbono existentes y para garantizar la penetración en el mercado de aquellas tecnologías que actualmente se encuentran todavía en fase de I+D. Por otra parte, dicha transición probablemente requeriría la introducción de precios de CO_2 en todos los países del mundo, así como la rápida desaparición de todo tipo de subvención a los combustibles fósiles.

2. ***El WEO2018 dedicó una atención especial a la energía eléctrica. Algunos países europeos plantean como objetivo alcanzar para 2050, una generación eléctrica con un 100% de energías renovables. Si esto se lograse con generación solar y eólica, la estructura de costes se modificaría radicalmente (la generación eléctrica tendería a tener costes variables cercanos a cero, lo que propiciaría una tendencia similar en los precios de los mercados mayoristas de energía eléctrica). ¿Es este escenario compatible con el mantenimiento del actual paradigma regulatorio, en los modelos eléctricos liberalizados, centrado en el mercado mayorista de energía?***

El *World Energy Outlook* de 2018, centrado especialmente en la electricidad, examinaba en detalle estas cuestiones en el contexto de un amplio análisis de la transformación actual del sector eléctrico. Por una parte, la electricidad tiene un papel cada vez más preponderante en el panorama energético global, pero al mismo tiempo garantizar la fiabilidad y seguridad del suministro eléctrico resulta más y más complejo. En los mercados actuales ya se perciben algunos de los efectos de la creciente contribución de las energías solar y eólica, incluyendo la presión a la baja sobre los precios de los mercados mayoristas de energía eléctrica. En la Unión Europea, por ejemplo, estimamos que el porcentaje del total de los costes de generación eléctrica recuperado mediante la venta de energía pasó del 80% en 2010 a alrededor del 60% en 2017, en parte debido a la mayor presencia de la solar y la eólica. En otros mercados, como en Estados Unidos, se percibe una presión similar.

La tensión a la que están sometidos los mercados eléctricos actuales seguirá aumentando a medida que las regiones intenten alcanzar mayores cuotas de energía solar y eólica. Cuanta más presión a la baja se ejerza sobre los precios de los mercados mayoristas, más necesario será obtener ingresos adicionales para todas las tecnologías por otros medios a fin de cubrir los costes en su totalidad.

La flexibilidad será la piedra angular de los sistemas eléctricos del futuro y, por tanto, mayores ingresos por la prestación de servicios de flexibilidad parece la respuesta natural (partiendo de la base de los mercados de servicios complementarios existentes). Las fuentes de ingresos adicionales pueden consistir en mecanismos de capacidad (pagos por contribuciones a la fiabilidad) o bien a través de apoyo financiero directo. Los ingresos ajenos a la venta de energía serán esenciales para el buen funcionamiento económico del sector y para la seguridad del suministro eléctrico en un escenario en el que las energías solar y eólica dominen el mix energético.

3. El WEO2018 pone de manifiesto los múltiples retos a los que se enfrenta Europa para asegurar un suministro de gas natural eficiente y seguro: el origen geográfico de los suministros, las modalidades contractuales, la elección entre gaseoducto y GNL, la optimización de infraestructuras, el desarrollo de mercados organizados, etc. Pero el informe estima que en 2040 la dependencia del gas ruso seguirá siendo elevada (más del 30% de la demanda de la UE). ¿Considera que este grado de dependencia del suministro de gas ruso representa un equilibrio adecuado entre coste y seguridad?

En estos momentos, los asuntos relacionados con el suministro de gas natural en Europa están siendo muy debatidos. Hay quien argumenta que se debería dejar que el propio mercado decida cuánto gas hay que importar y de dónde, mientras que otros otorgan una importancia estratégica y política a las rutas concretas de suministro de gas y les preocupa que se pueda depender en exceso de un único proveedor.

Las palabras que Winston Churchill pronunció sobre el petróleo siguen siendo aplicables más de cien años después: la seguridad y la estabilidad se consiguen únicamente a través de la diversificación. La dependencia de las importaciones será asumible mientras Europa tenga varias opciones disponibles. Esto implica mantener una infraestructura suficiente —de almacenamiento, capacidad de GNL e interconexiones entre los Estados miembros de la UE— para garantizar que el gas pueda llegar desde diferentes orígenes y a través de mercados muy diferentes, especialmente en tiempos de interrupción del suministro.

No se trata solo de infraestructura física. También se necesitan reglas claras y transparentes, lo que significa imponer estándares rigurosos de seguridad a los operadores; garantizar el acceso de terceros a los gasoductos transfronterizos; aplicar tarifas transparentes al transporte y mantener la separación entre proveedores y transportistas de gas. Por otra parte, que existan lugares en los que los operadores puedan comprar y vender gas libremente (*hubs*, virtuales o físicos) hace que el origen real del combustible sea cada vez menos importante, y obliga a los proveedores dominantes (tanto dentro como fuera de la UE) a fijar un precio lo más competitivo posible para su gas.

4. ***El futuro de la tecnología CCS va a condicionar el mix de la generación eléctrica (permitiendo, por ejemplo, una utilización significativa del gas natural), los procesos de descarbonización de la industria e incluso la producción de hidrógeno. ¿Considera que esta tecnología acabará dando el salto a su explotación comercial?***

La tecnología CCUS resulta fundamental para alcanzar nuestros objetivos energéticos y climáticos. Hoy en día, la realidad del mix energético a nivel mundial es que dos tercios de las plantas de carbón están situadas en Asia y tienen una antigüedad media de solo doce años (en contraposición a la antigüedad media de casi 40 años en EE.UU. y la mayor parte de Europa). La aplicación (retrofitting) de la tecnología CCUS es una de las pocas soluciones para afrontar la fijación potencial de las emisiones asociadas a estas instalaciones.

La tecnología CCUS también tiene una importancia capital en aplicaciones industriales como la fabricación de cemento, en las que existen pocas alternativas tecnológicas que permitan una reducción significativa de las emisiones. Además, puede traer consigo una posibilidad de reducción competitiva de emisiones para procesos industriales que generan un flujo de CO_2 relativamente puro, como el procesamiento de gas natural.

La AIE ha identificado que se podrían capturar hasta 450 millones de toneladas de CO_2 al año para su uso o almacenamiento, con un incentivo de menos de 50 USD por tonelada. La clave para comercializar las tecnologías CCUS consistirá en establecer marcos políticos que favorezcan las inversiones. Muchos países apoyan activamente el desarrollo e implantación de las tecnologías CCUS, como Estados Unidos, donde los incentivos fiscales "45Q", recientemente modificados, podrían suponer un aumento significativo de las oportunidades para la tecnología CCUS.

5. ***Entre los mecanismos de inducción del proceso de descarbonización (*"cap and trade"*, impuestos sobre las emisiones, "command and control" de estándares tecnológicos y operativos) ¿Cuál le parece más eficaz y propicio para favorecer la interacción internacional?***

La combinación ideal de mecanismos políticos depende siempre de lo que se necesite en cada contexto nacional o tecnológico concreto. El mix energético, las fuentes, las estructuras de mercado y la capacidad institucional varían mucho de un país a otro. No hay un instrumento único que vaya a ser el más eficiente o efectivo en todos los contextos. Además, en muchos casos, se requerirán varias herramientas políticas para conformar el conjunto de incentivos más efectivo y aprovechar todas las oportunidades disponibles.

Esto significa que no solo es importante garantizar que se está aplicando la política adecuada en el lugar adecuado, sino también valorar y optimizar cuidadosamente las interacciones entre mecanismos políticos y su forma de operar en

condiciones reales. Por ejemplo, el precio del carbono puede no ser suficiente para superar los obstáculos que retienen la inversión en eficiencia energética, aunque a nivel económico sí tenga sentido. Dado que la eficiencia energética es un pilar fundamental de los escenarios de transición energética de la AIE, se suelen necesitar políticas específicas adicionales (como estándares mínimos de rendimiento).

Esto mismo se aplica cuando consideramos cómo se puede estimular la cooperación internacional a través de los mecanismos políticos. Por poner solo un ejemplo, vincular los mercados de derechos de emisión – una forma de precio del carbono– puede hacer que la búsqueda de oportunidades para reducir las emisiones en diferentes países sea más eficiente. Pero al mismo tiempo, los programas internacionales conjuntos de I+D pueden acelerar la innovación en aspectos importantes relacionados con la energía que resultarán cruciales para lograr transiciones energéticas rápidas.

6. ***¿Cómo ve en el futuro el juego entre dos productores emblemáticos (*swing producers*) —aunque de características muy diferentes— en el mercado del petróleo: Por un lado, la producción convencional con suficiente capacidad ociosa (Arabia Saudí) y por otro lado, el colectivo empresarial productor de* tight oil *en EEUU?***

Existen diferencias importantes entre las industrias del petróleo y el papel que desempeñan como *swing producers* en Arabia Saudí (y la mayor parte de los países de la OPEP), y los Estados Unidos. En el caso de la OPEP, durante gran parte de los últimos treinta y cinco años, desde que se introdujo el primer sistema de cuotas, la producción se ha ajustado para lograr la tan deseada estabilidad en el mercado. Este papel de *swing producer* voluntario obedece claramente a una política del gobierno.

El caso de Estados Unidos es completamente diferente. Allí, el gobierno está muy limitado a la hora de fijar las políticas en relación al petróleo, más allá de permitir exploraciones o explotaciones, e incluso estas decisiones corresponden principalmente a las administraciones de los distintos estados. La producción depende de las empresas implicadas: se lleva a cabo si resulta rentable económicamente, de lo contrario no se lleva a cabo.

De este modo, entre 2010 y 2015 la producción estadounidense de crudo creció de 5,5 mb/d a 9,4 mb/d en un periodo en que los precios del petróleo ascendían a 100 $ por barril. Cuando los precios cayeron a 30 $ por barril a principios de 2016, la producción estadounidense retrocedió a 8,8 mb/d. Esto se llama "involuntary *swing production*". Cabe mencionar que en Canadá el sistema es diferente: allí el gobierno de Alberta impuso recortes de producción a principios de 2019 en respuesta a los precios extremadamente bajos del petróleo y al aumento de los stocks.

De cara al futuro, los imperativos seguirán siendo los mismos: probablemente Arabia Saudí y los demás miembros de la OPEP ajustarán su producción como estimen necesario, mientras que las empresas estadounidenses producirán lo máximo posible a menos que los precios bajen demasiado.

7. ¿Cómo cree que van a influir las restricciones de la política climática en los modelos de negocio de las empresas energéticas y en la gestión por parte de los países ricos en petróleo de los programas de desarrollo de sus recursos?

A corto plazo, ni los principales países ricos en petróleo ni las empresas que operan en ellos, cambiarán su enfoque de un modo significativo. El motivo es que se estima que la demanda mundial de petróleo aumente durante muchos años, según el Escenario de nuevas políticas (*New Policies Scenario)* de la AIE. Esto no quiere decir que no se estén teniendo en cuenta los problemas derivados del cambio climático; el cambio está en camino. Tanto las petroleras nacionales como las empresas internacionales saben bien que los procesos asociados a la producción, el transporte, el refinado y el consumo de petróleo contribuyen de forma significativa a la contaminación y a la emisión de gases de efecto invernadero. Muchas de ellas se han comprometido públicamente a reducir las emisiones en respuesta a las exigencias regulatorias, al refuerzo continuo de los estándares de eficiencia energética y, en el caso de las empresas petroleras internacionales, a la presión de los inversores. Por tanto, a largo plazo y aunque todavía se utilizarán grandes cantidades de petróleo, se auguran grandes cambios en la forma de operar de la industria petrolífera.

8. La competitividad/coste alcanzado por la generación eléctrica eólica «on shore» y solar fotovoltaica va a facilitar el proceso de descarbonización del sector eléctrico. Sin embargo la AIE (en el* Tracking Clean Energy Progress*) considera que de las treinta y ocho tecnologías examinadas para lograr un desarrollo sostenible sólo cuatro estarían maduras. ¿No cree que la opinión pública podría estar subestimando las dificultades para alcanzar los objetivos climáticos en 2050 sobre todo en lo relativo a los pasos que hay que dar una vez lograda la descarbonización del sector eléctrico y un elevado grado de electrificación de los vehículos ligeros?

De hecho, nuestra plataforma "Tracking Clean Energy Progress 2018" demostró que únicamente las plantas solares fotovoltaicas, los vehículos eléctricos, los centros de datos y la iluminación cumplen con los objetivos a largo plazo en materia climática, mientras que las treinta y cuatro tecnologías restantes aún no se han desarrollado plenamente. Esto demuestra la envergadura del desafío. No obstante, la AIE ha establecido un plan detallado en el que se expone cómo

el sector de la energía puede contribuir a alcanzar los objetivos sobre cambio climático del Acuerdo de París: el Escenario de desarrollo sostenible (SDS).

La energía solar y la eólica tienen un papel fundamental en el SDS. En 2040, el viento se convertirá en la principal fuente de electricidad (más del 20% del total) y la energía solar fotovoltaica tendrá la mayor capacidad energética instalada (casi el 30%). Las sorprendentes reducciones de costes de los últimos años son el reflejo de cómo la energía eólica y la solar fotovoltaica están transformando los sistemas eléctricos en todo el mundo. Sin embargo, el hecho de que los costes de generación sean iguales o inferiores a los de las fuentes energéticas convencionales no garantiza automáticamente que se produzca una implantación acorde a los objetivos climáticos. Es preciso afrontar los retos que supone su integración en los sistemas. Para integrar de forma rentable grandes porcentajes de energías renovables variables sin comprometer la seguridad, se necesitan reformas considerables a nivel político y de mercado, para atraer inversiones en la flexibilidad del sistema eléctrico en una escala sin precedentes. Entre ellas se incluyen redes más fuertes, centrales eléctricas convencionales más flexibles, almacenamiento rentable y desbloquear la respuesta del lado de la demanda a través de, por ejemplo, los vehículos eléctricos y las bombas de calor eficientes.

Por otra parte, más allá del sector eléctrico, se necesitará un esfuerzo mucho mayor en el transporte, la construcción y la industria. El transporte es un buen ejemplo: el SDS estima que habrá 950 millones de vehículos eléctricos en 2040, es decir, la mitad del parque de vehículos mundial de ese momento. Esta cifra solo contribuirá a la consecución de los objetivos climáticos si el sector eléctrico se descarboniza a un ritmo igual de rápido. La descarbonización del transporte de larga distancia (camiones, barcos y aviones) requerirá una combinación de eficiencia energética y combustibles de bajo contenido en carbono, incluidos biocombustibles avanzados y combustibles sintéticos con base de hidrógeno, que hoy por hoy están en las primeras etapas de su desarrollo.

Capítulo primero

Geopolítica de la energía y teoría de juegos

Manuel Conthe Gutiérrez

Resumen

La «Teoría de juegos» es un sofisticado enfoque matemático para determinar el mejor curso de acción en caso de incertidumbre. Este artículo sostiene que algunos juegos típicos (dilema del prisionero, juego de la confianza, juego del gallina, juego del farol visto) se dan en los mercados internacionales de energía. Sufren un clásico dilema del prisionero, por ejemplo, los tradicionales intentos de los miembros de la OPEP de mantener elevado el precio del petróleo, intentos que, facilitados por el acercamiento de la Rusia de Putin a la OPEP, se están viendo gravemente dificultados por la revolución del shale y de los hidrocarburos no convencionales en EE. UU. Una gran dependencia de un Estado de gas natural importado puede exponer su política exterior a los riesgos propios de un juego del gallina, que una política de diversificación de fuentes de suministro (incluido el de gas natural licuado o GNL) puede paliar y transformar en un juego del farol visto. Por sus elevados costes fijos iniciales y dependencia de ingresos futuros, las grandes inversiones en proyectos energéticos siempre entrañan un juego de la confianza. Finalmente, los esfuerzos internacionales por combatir el cambio climático mediante la reducción de emisiones de CO_2, según estableció en diciembre de 2015 el Acuerdo de París, constituyen otro dilema del prisionero, agravado no solo por las diferencias de prioridades entre países en desarrollo y desarrollados, sino también por la reciente transformación de Estados Unidos en uno de los principales productores de hidrocarburos del mundo, por delante incluso de Arabia Saudita y Rusia.

Palabras clave

Teoría de juegos, dilema del prisionero, geopolítica, energía, OPEP, Rusia, Estados Unidos, Europa, petróleo, gas natural, hidrocarburos no convencionales, inversiones, cambio climático, Acuerdo de París.

Abstract

Game Theory is a sophisticated mathematical approach for establishing the best course of action in the face of uncertainty. This article claims that some classical games (prisoner's dilemma, the trust game, the chicken game, the called bluff game) are at work in international energy markets. A classical prisoner's dilemma can be seen, for instance, in the traditional attempts by OPEC members to raise the oil price, an attempt which, while made easier by Russia's rapprochement to the OPEC under Putin, is becoming harder as a result of the shale revolution in the USA. When a State becomes heavily dependent on imported natural gas its foreign policy may be exposed to the risk of a chicken game, which can be alleviated by a diversification of gas supplies (including through liquified natural gas or LNG) and transformed into a called-bluff game. Due to their significant up-front fixed costs and financial dependence on their future revenue stream, big investments in energy projects always entail a trust game. Finally, the international efforts to fight climate change by curtailing CO_2 emissions, as envisaged in the December 2015 Paris Accord, are another prisoner's dilemma, made thornier not only by the differences in priorities between developing and developed countries, but also by the US recent transformation into one of the main hydrocarbon producer of the world, even ahead of Saudi Arabia and Russia.

Keywords

Game Theory, prisoner's dilemma, geopolitics, energy, OPEC, Russia, USA, Europe, oil, natural gas, non-conventional hydrocarbons, investments, climate change, Paris Agreement.

Introducción

Teoría de las bañeras

En 1975, el gran economista americano William Nordhaus, Premio Nobel de Economía en 2018, acuñó una metáfora para describir el mercado del petróleo que hizo fortuna[1]:

«Podemos ver el mercado del petróleo como una bañera gigante. La bañera (*bathtub*) contiene las existencias mundiales de petróleo que han sido extraídas y están disponibles para ser compradas. Hay grifos en Arabia Saudita, Rusia, los Estados Unidos y otros productores que descargan petróleo en el depósito; y hay espitas por las que Estados Unidos, Japón, Dinamarca y otros consumidores sacan petróleo del depósito. Sin embargo, el precio y la dinámica de cantidades están determinados por la suma de esas demandas y ofertas y el nivel notal del depósito, y son independientes de si los grifos y las espitas tienen como etiqueta "Estados Unidos", "Rusia" o "Dinamarca".

¿Por qué es el crudo de petróleo un mercado mundial integrado? La razón es que los costes de transportar petróleo son bajos, los crudos de orígenes geográficos diferentes (y sus subproductos) son en gran medida intercambiables, y además pueden mezclarse. Todo ello significa que el petróleo es fungible: una insuficiencia en una región puede compensarse enviando un petróleo igual o similar desde otra parte del mundo».

En mi opinión, la metáfora de Nordhaus de la «bañera global» puede aplicarse también a otro elemento químico relacionado con la energía, no como fuente de ella sino como resultado de la combustión de sus variantes fósiles: el anhídrido carbónico (en adelante CO_2) que arroja a la atmósfera global la combustión de carbón, petróleo o gas en cualquier lugar del mundo y forma parte destacada de los «gases con efecto invernadero» (*green-house gases*), responsables del calentamiento de la Tierra.

La gran diferencia es que la «bañera del CO_2» tiene un desagüe estrechísimo, pues los mecanismos naturales de absorción —como los bosques terrestres, el plancton marino o la superficie marina— tienen una capacidad limitada y, no se han inventado todavía tecnologías eficaces que permitan la «captura y almacenaje del carbono» (*carbon capture and storage*, o abreviadamente CCS). Como luego veremos, el nivel de la «bañera del CO_2» atmosférico viene subiendo sostenidamente desde la etapa pre-industrial, alimentada durante muchas décadas principalmente por los países industriales —con Estados Unidos a la cabeza—, pero desde hace años también por los países en desarrollo más poblados —como China, India y Brasil—.

[1] Nordhaus, William, «The Economics of an Integrated World Oil Market», *Keynote Address*, International Energy Workshop, Venice, Italy, June 17-19, 2009.

Los grifos que alimentan ambas bañeras están dispersos por todo el mundo —aunque hasta ahora los del petróleo estuvieran muy concentrados en el Golfo Pérsico— y quienes controlan esos grifos —y, en el caso del petróleo, las espitas de salida— son muchos, están dispersos por el mundo y, en consecuencia, es difícil que se coordinen entre sí, a pesar de que sus decisiones, al influir en el nivel de la bañera, les afectan a todos.

Esa multiplicidad y dispersión de participantes, y el influjo recíproco de sus decisiones a través de su impacto en el precio del petróleo y en el nivel de CO_2 acumulado en la atmósfera, hacen que en los dos ámbitos se den algunos fenómenos clásicos descritos por la Teoría de juegos, esa rama del análisis matemático de la Economía que estudia situaciones de interdependencia, en las que el resultado de las decisiones que toma alguien —llamado «jugador»— depende decisivamente de las decisiones o comportamientos de otros «jugadores» distintos.

A pesar del desarrollo en años recientes del mercado de «gas natural licuado» (GNL), el mercado del gas natural no constituye todavía, a diferencia del petróleo, una gran «bañera» internacional integrada, pues el suministro de gas a través de gaseoductos que atraviesan múltiples países limita la plena integración de los mercados de gas. Ahora bien, la dependencia entre países suministradores y usuarios que podrán provocar esas redes de gaseoductos tendrán en ocasiones una dimensión geopolítica que, como veremos, también puede analizarse desde la perspectiva de la Teoría de los Juegos.

Teoría de juegos

La Teoría de juegos es, en la actualidad, un sofisticado enfoque matemático para determinar el mejor curso de acción en caso de incertidumbre —especialmente cuando esa incertidumbre proviene de cómo se comporten los demás—, pero aquí usaremos solo su versión más elemental, que refleja la interdependencia entre dos o más personas —denominados «jugadores»— mediante un cuadro o matriz en cuyas filas se indican los comportamientos posibles del primer jugador y en columnas los del segundo. En cada casilla o cruce figurará el resultado (*pay off*) que obtendrá cada uno de los jugadores en ese supuesto[2].

Una de las grandes aportaciones de la Teoría de juegos es que existen ciertas estructuras arquetípicas de ese cuadro o matriz que se dan en situaciones sociales muy distintas, lo que hace que los incentivos y dilemas que pesan sobre

[2] La literatura económica sobre Teoría de juegos es inmensa. Se inició con Von Neumann, John y Morgenstern, Oscar, *Theory of Games and Economic Behavior*, Princenton University Press, 1944. Una introducción clásica y elemental es Morton D. Davis, *Game Theory. A Nontechcnical Introduction*, Dover Books on Mathematics, 2003. Otros libros sencillos y recomendables son Brams, Steven J., *Negotiation Games. Applying Game Theory to Bargaining and Arbitration*, Routledge, 1990; Rasmuseen, Eric, *Games and Information. An Introduction to Game Theory*, Willey-Blackwell, 2006.

los jugadores sean conceptualmente similares. A continuación analizaremos algunas que surgen en los mercados internacionales de la energía.

El dilema del prisionero

Este juego, que en puridad debiéramos llamar «dilema de los detenidos», fue enunciado en 1950 por el matemático americano Albert Tucker y se inspira en una técnica usada por los policías y fiscales para socavar la solidaridad y connivencia entre una banda de delincuentes con la promesa de ventajas si delatan a sus compinches y proporcionan a la Policía pruebas que faciliten su condena[3].

Imaginemos, pues, dos delincuentes a los que la policía ha detenido e interroga por separado. Han cometido el crimen, pero la policía solo tiene pruebas contra ellos por otras infracciones distintas menos serias. Pues bien, el fiscal podrá prometer a cada detenido, por separado, que si confiesa el delito y delata a su compañero quedará libre de cargos (y el otro detenido será condenado a, digamos, 10 años de cárcel). No les dirá, sin embargo, que si los dos colaboran, la confesión les servirá de poco, y serán condenados a, digamos, 5 años; y que si ninguno confiesa, solo podrán ser condenados a 1 año, por esas infracciones menores. La situación puede, pues, resumirse así (las cifras representan años de condena, la primera la del detenido A y la segunda la de B):

		Jugador B	
		Confesar	No confesar
Jugador A	Confesar	-1 -1	0 -10
	No confesar	-10 0	-5 -5

Imagen 1

Incomunicados, sin poder coordinarse, cada uno de los detenidos deducirá que le interesa confesar, haga lo que haga el colega. Porque si A piensa que B es débil y confesará, deberá adelantarse a su confesión y hacerlo él mismo, para evitar que le caigan 10 años de condena y «hacer el primo» (*sucker*); y si piensa que B será leal y guardará silencio, el detenido A, persona con pocos escrúpulos,

[3] Un análisis elemental y entretenido puede encontrarse en Poundstone, William, *El dilema del prisionero*, Alianza, 2006.

descubrirá que si le traiciona podrá aprovecharse de él y salir libre. Así pues, A llegará a la conclusión de que debe confesar. Pero B, por su lado, hará un razonamiento parecido, y concluirá que también le interesa confesar. Al final los dos acabarán confesando y serán condenados a 5 años, a pesar de que si hubieran guardado silencio solo habrían sido condenados a un año de condena.

He ahí la esencia del «dilema del prisionero»: los jugadores estarían probablemente dispuestos a colaborar entre si tuvieran la certeza de ser correspondidos; pero al no tenerla, la mezcla del temor a «hacer el primo» si son los únicos que cooperan y la tentación de «ir de listillo» y aprovecharse de la cooperación ajena llevará inexorablemente a cada jugador a «ir a su avío», lo que provocará que ambos salgan perdiendo respecto al caso de colaboración mutua.

En el mundo real hay muchas situaciones sociales cuya estructura es parecida a la del «dilema del prisionero». He aquí algunas:

- Pago de impuestos: para cada ciudadano el ideal sería que todos paguen impuestos, menos él. Pero si descartamos esa situación ideal, todos preferimos pagar impuestos a que la defraudación sea generalizada y nadie pague.
- Carrera de armamentos entre dos potencias rivales: dos países pueden preferir limitar sus armamentos simultáneamente, en vez de iniciar un costoso rearme. Pero salvo que acuerden algún mecanismo eficaz que penalice a quien se rearme unilateralmente, ambos países, presos de la desconfianza, se verán arrastrados contra su voluntad a un espiral de gastos militares. Otro tanto cabría decir del inicio de una guerra, nuclear o convencional, cuando se sospecha que quien sea el primer atacante obtendrá una gran ventaja que le facilitará la victoria.
- Huelga de trabajadores: suponiendo una similitud de interés entre todos los trabajadores de una empresa, todos pueden tener un interés colectivo en imponer al empresario ciertas condiciones laborales, aunque cada uno tendrá la tentación de ceder a la presión individual o, sin participar en la huelga y hacer de «esquiroles», beneficiarse de las mejoras conseguidas por sus compañeros.

Pero también hay dos supuestos directamente relacionados con el mercado internacional de la energía:

- Elevación artificial del precio del petróleo.

  Como ocurre siempre en el seno de un «cártel» o acuerdo colusorio entre los productores de un bien fungible —como es el petróleo—, todos los productores tendrán un interés colectivo en el que el precio del producto sea elevado, lo que exigirá limitar la oferta mediante el respeto de cuotas individuales; pero, una vez logrado ese precio elevado, cada productor tendrá la tentación de elevar al máximo su producción, para beneficiarse del elevado precio.

  Como luego veremos, es el dilema al que se ha enfrentado con frecuencia la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP).

- Limitación de las emisiones globales de gases con efecto invernadero.

  La emisión de CO_2 y otros gases (metano, óxidos de nitrógeno...) y su acumulación en la atmósfera provoca, como ya se ha indicado, un «efecto invernadero» que está calentando la Tierra, un fenómeno que puede tener consecuencias muy adversas. Todos los países tienen, pues, un interés colectivo en que las emisiones mundiales se moderen, e incluso eliminen. Pero como reducirlas exige sacrificios, cada uno sentirá la tentación de «escaquearse» y de que sean otros los que colaboren en ese esfuerzo.

Para combatir en las situaciones con estructura de «dilema del prisionero» el riesgo de «escaqueo» —conocido también como el problema «del polizón» (*free-rider*)—, una de las técnicas más conocidas es la de encomendar a un «Leviatán» —por usar la figura bíblica de la que se valió el siglo XVII el filósofo británico Thomas Hobbes— que fustigue a quienes no colaboran, pues «por el miedo que ese poder y esa fuerza producen, puede hacer que las voluntades de todos se dirijan a lograr la paz interna y la ayuda mutua contra los enemigos de fuera»[4].

En el mercado internacional de la energía no existe, sin embargo, ningún Leviatán que asuma esa tarea, aunque en ocasiones exista algún país líder —Arabia Saudita, en el caso de la OPEP— que intente jugar una labor de coordinación y ponga en evidencia a aquellos productores que no colaboren en el esfuerzo colectivo.

El juego de la confianza (*trust game*)

En el mercado de la energía se da también una variante especial del «dilema del prisionero» que surge de las fuertes inversiones iniciales que exigirán muchas actividades (exploración de yacimientos de petróleo, extracción de gas natural, construcción de plantas de licuefacción de gas natural...), que solo podrán rentabilizarse con los ingresos futuros que el proyecto produzca. Ahora bien, ¿será sensato acometer o financiar el proyecto si hay riesgo grave de que en años futuros el precio de venta se desplome o de que las autoridades adopten medidas que cercenen su rentabilidad?

Ese dilema lo ilustra el «juego de la confianza» (*trust game*) o «juego de la inversión» (*investment game*) que formuló en 1995 un grupo de economistas liderado por el americano Joyce Berg[5].

---

[4] Hobbes, Thomas, *Leviatán*, Editorial Gredos, 2012, capítulo 17, «De las causas, generación y definición de un Estado».

[5] Berg, Joyce, Dickhaut, John, y McCabe, Kevin, «Trust, Reciprocity and Social History», *Games and Economic Behavior*, 1995, n.º 10, disponible en http://community.middlebury.edu/~jcarpent/EC499/Berg%20et%20al%201995%20GEB.pdf.

Imaginemos que le damos 10 euros al jugador A —que hará las veces de «inversor»— y le decimos que puede quedárselos o, si prefiere, cedérselos, en todo o en parte, al jugador B —que será, digamos, el país anfitrión de la inversión—. Si el jugador A cede euros a B, los organizadores del juego harán una aportación complementaria —la rentabilidad social del proyecto—, de forma que B obtendrá el triple de la cantidad enviada por A (así, por ejemplo, si A cede 7 euros, B recibirá 21). Ahora bien, una vez que B recibe esa suma, decidirá libremente, de forma discrecional, cuánto se queda para sí y cuánto devuelve a A (así pues, nada impedirá a B quedarse con todo lo que reciba, sin devolver nada a A). En esas circunstancias ¿cuántos euros deberá A enviar a B?

		Jugador B (Soberano)	
		Devolver mucho (ej. la mitad de la ganancia)	No devolver nada
Jugador A (Inversor)	Invertir mucho (ej. invertir 10)	+15 +15	-10 +30
	No invertir nada	0 0	

Imagen 2

Dada la rentabilidad potencial del proyecto —la inversión inicial se triplica—, cuanto más dinero invierta A mayor será la «tarta» a repartir es. Así, si A envía sus 10 euros, B recibirá 30, el máximo posible. Pero ¿y si B se queda con todo, o le devuelve a A menos euros de los que envió?

La situación se describe en la tabla adjunta, en la que el jugador A hace las veces de «inversor» y el jugador B es el Estado anfitrión o beneficiario de la inversión, que puede decidir, una vez efectuada la inversión, qué rentabilidad reconoce al inversor.

El «juego de la confianza» tiene, en realidad, la estructura de un dilema del prisionero, pues si el inversor no confianza lo suficiente en la conducta futura del soberano, el juego concluirá con una solución «no cooperativa»: A no invertirá

nada y ambas partes se quedarán sin percibir la ganancia neta conjunta de 20 que habría producido la triplicación de la inversión inicial.

En la literatura económica se han venido a denominar inversiones o activos «varados» (*stranded assets*) aquellas inversiones ya realizadas que, por causas sobrevenidas, no se pueden rentabilizar, como los euros enviados por el jugador A cuando no es correspondido por el B. Más adelante veremos la naturaleza de esos riesgos que afectan a los grandes proyectos energéticos.

El juego del gallina (*chicken*)

El nombre de este célebre juego procede de la analogía que en 1959, en su libro *Common Sense and Nuclear Warfare*, el filósofo británico Bertrand Russell trazó entre el conflicto que enfrentaba a las dos grandes potencias nucleares de la época —Estados Unidos y la Unión Soviética— con el juego que practicaban por parejas algunos adolescentes americanos: al volante de sus coches, arrancaban de lejos en sentido contrario dispuestos a embestirse —como en una justa medieval— y perdía el cobarde o «gallina» (*chicken*) que giraba primero para evitar el choque frontal. El juego aparece en la película *Rebelde sin causa* de James Dean, si bien en ella los coches corren en paralelo hacia un acantilado y gana el último conductor en saltar del vehículo. Para Russell ese juego era una metáfora del conflicto entre las dos potencias nucleares de la época y de la táctica de *brinkmanship* seguida por el Secretario de Estado americano, Foster Dulles —a saber, dejar que las crisis internacionales se agudizaran, aun a riesgo de desencadenar un holocausto nuclear.

Pero poco después, en su libro *Arms and Influence* (1960) el economista americano y Premio Nobel de Economía en 2005 Thomas Schelling señaló que el juego ya lo describe la Ilíada de Homero en el Canto XXIII cuando el joven Antíloco arrebata a Menelao el segundo puesto de la carrera en uno de los juegos funerarios con que Aquiles honra la muerte de Patroclo. Antíloco, que sabe que los caballos de su carro son más lentos que los de su rival, sigue el consejo de su padre y, poco antes de que unas piedras estrechen el camino, sitúa su carro a la izquierda del de Menelao y azuza los caballos. Menelao se asusta y le reprende: «¡Antíloco! De temerario modo guías el carro. Detén los corceles; que ahora el camino es angosto, y en seguida, cuando sea más ancho, podrás ganarme la delantera. No sea que choquen los carros y seas causa de que recibamos daño». «Pero Antíloco —concluye Homero—, como si no le oyese, hacía correr más a sus caballos, picándolos con el aguijón. Las yeguas de [Menelao] cejaron, y él mismo, voluntariamente, dejó de avivarlas, no fuera que los caballos, tropezando los unos con los otros, volcaran los carros, y ellos cayeran en el polvo por el anhelo de alcanzar la victoria».

La estructura del juego del gallina se describe en la siguiente tabla:

		Jugador B	
		Ceder	Mantenerse firme
Jugador A	Ceder	0 0	-10 +10
	Mantenerse firme	+10 -10	-100 -100

Imagen 3

Como puede verse, lo ideal para cada jugador es demostrar sangre fría, llevar al rival al borde del abismo (*brinkmanship*) para achantarle y forzarle a que ceda, y así conseguir una ventaja a su costa. Si eso no es posible, lo siguiente mejor es que ambos jugadores cedan simultáneamente y el juego acabe en tablas. Pero si eso tampoco es posible, lo mejor será ceder ante el rival y acabar motejado de «gallina», pero vivo, pues el peor resultado posible es perder la vida en el envite, un resultado que se dará si ninguno «coopera». He ahí la gran diferencia con el dilema del prisionero, en el que el peor resultado posible es cooperar cuando el otro jugador no lo hace.

Una célebre manifestación histórica de este siniestro «juego» se produjo en 1962 durante la crisis de los misiles de Cuba entre Kennedy y Kruschov[6].

Aunque el análisis teórico del juego no permite saber quién cederá, lo hará en la práctica quien, como Menelao, sea más sensato y responsable, o quien, como el antiguo líder ruso, tenga menos en juego en el envite.

En el mercado internacional de la energía cabe atisbar juegos del gallina en aquellas situaciones en las que una de las partes, gran consumidora de energía y con fuentes de suministro poco diversificadas, pasa a depender gravemente de un gran suministrador, que puede aprovechar esa dependencia para amenazar con un súbito corte de suministro y forzarla a plegarse a sus deseos.

Nótese que en el juego del gallina ambas partes sufren un resultado catastrófico si ninguna coopera y el conflicto se hace realidad. En el caso de la energía eso puede ocurrir cuando también el suministrador de energía tiene una grave dependencia de su cliente, depende de sus ventas y, en consecuencia, no puede permitirse cortarle el suministro. Pero, aunque así sea, si el suministrador logra

[6] Una entretenida exposición se contiene en Brams, Steven J., «Paradoxes in Politics. An Introduction no the Nonobvious in Political Science», *The Free Press*, 1976, capítulo 5.

fingir que podrá afrontar esa situación, es posible que pueda achantar a quien depende de su suministro.

La situación cambia cuando el juego deja de ser simétrico y los resultados de la falta de cooperación son distintos para uno y otro jugador. Es precisamente el caso del «farol visto» que analizaremos a continuación.

El juego del farol visto (*called bluff*)

Este juego, descrito por Glenn Snyder y Paul Diesing, les sirvió para analizar algunas crisis internacionales en las que la posición de los jugadores no es simétrica[7]. En realidad, se trata de una combinación del dilema del prisionero y del juego del gallina.

En efecto, como se ve en la casilla inferior derecha de la tabla adjunta, si ninguno de los jugadores cede e intenta imponer su voluntad, el jugador A saldrá peor parado que el B, para quien el peor resultado posible será ceder unilateralmente (casilla inferior izquierda).

		Jugador B	
		Pactar	Mantenerse firme
Jugador A	Pactar	0 0	-10 +10
	Atacar	+10 -10	-20 +5

Imagen 4

Para Snyder y Diesing una de las ilustraciones de este juego fue el conflicto que en 1905-1906 enfrentó a Francia y Alemania cuando la primera tomó el control de Marruecos sin consultar a la segunda, ni ofrecerle compensaciones —a diferencia de lo que había hecho con España, Gran Bretaña e Italia—. Alemania —que aquí hizo de jugador A— protestó con vehemencia, el emperador se

[7] Snyder, Glenn y Diesing, Paul, *Conflict among Nations: Bargaining, Decision Making, and System Structure in International Crises*, Princenton University Press, 1977.

desplazó a Tánger para defender la independencia de Marruecos —aunque más tarde pretendería adquirir su propia zona de influencia en Marruecos— y amenazó con iniciar una acción bélica, pensando que esa amenaza haría que Gran Bretaña dejara de apoyar a Francia —que aquí hizo de jugador B—.

Snyder y Diesing señalan que «las amenazas de Alemania durante la crisis suscitaron [en Francia] una reacción defensiva y hostil que aumentó mucho el valor de mantenerse firme contra el enemigo. Para Alemania, uno de los objetivos era romper la entente entre Francia y Gran Bretaña y mostrar que esta dejaría en la estacada a Francia si se llegaba a una conflagración. Su otro objetivo era ser reconocida como potencial colonial, como miembro oficial del club europeo de las Grandes Potencias con derecho a ser consultado sobre cambios del *status quo* fuera de Europa. Había desavenencias dentro de Alemania: el emperador atribuía gran valor a las [buenas relaciones con Francia], mientras que [su ministro de Asuntos Exteriores] Holstein no esperaba nada de Francia y exigía firmeza. Esas desavenencias fueron una de las causas de las vacilaciones alemanas durante la crisis. Francia esperaba que si la conferencia acababa en desacuerdo, Alemania podría declarar la guerra; pero, con la garantía del apoyo de Gran Bretaña, Francia esperaba lograr una victoria decisiva. Alemania, por el contrario, no tenía intención de iniciar una guerra impopular y costosa sobre Marruecos.

La estrategia alemana se basó en la creencia equivocada de que Gran Bretaña no apoyaría a Francia, que Francia no se podía arriesgar a una guerra contra Alemania y que se trataba de un juego del "gallina" (*chicken*). Los alemanes creían, partiendo de una malinterpretación de ciertos hechos, que las amenazas harían que Francia cediera cada vez más, cuando en realidad aumentaron su voluntad de mantenerse firme. La estrategia alemana no solo fue ineficaz, sino contraproducente».

Al final, Gran Bretaña mantuvo su apoyo a Francia, esta se mantuvo firme y Alemania, aislada y apoyada tan solo por Austria, acabo cediendo en la Conferencia internacional de Algeciras a las pretensiones francesas. El ministro alemán de Exteriores, Friedrich von Holstein, dimitió poco después.

Cuando un conflicto tiene esa estructura, uno de los jugadores cree que está jugando un simétrico juego de c*hicken* («gallina»), en el que espera salirse con la suya por el temor del rival a que la falta de acuerdo acabe en catástrofe para ambos. Pero esa creencia es equivocada, porque para el otro jugador no se trata de un juego del «gallina», sino de un «dilema del prisionero»: la ausencia de acuerdo no será una catástrofe para él, pues lo que más teme es ceder unilateralmente a las amenazas del rival.

De ahí el nombre de *called bluff* («farol visto»), tomado del póquer: cuando una parte amenaza con un desastre —un «choque de trenes», en la metáfora habitual— si no hay acuerdo, la otra parte, que no está por evitar a toda costa el conflicto, prefiere afrontarlo a tener que pactar o ceder. Y esa firmeza hace que quien lanzó el farol acabe cediendo.

En el mundo real otras situaciones que, a mi juicio, han tenido esta estructura han sido:

- Algunas «huelgas salvajes», como la célebre que los controladores aéreos norteamericanos lanzaron en agosto de 1981, pocos meses después de la toma de posesión del presidente Ronald Reagan, quien, lejos de amilanarse, tomó medidas excepcionales para afrontarla y logró que los convocantes la depusieran poco después.

- La amenaza en 2015 del nuevo Gobierno griego del presidente Alexis Tsipras cuando se negó a aceptar las medidas de ajuste exigidas por los ministros de Economía y Hacienda de la zona euro como parte del rescate de Grecia y sembró dudas sobre la salida de Grecia del euro.

- El desafío de los independentistas catalanes en el otoño de 2017 con la aprobación por el Parlamento catalán de las «leyes de desconexión» y el intento de referéndum sobre el llamado «derecho a decidir» sobre la separación de Cataluña de España, cuando, poco después del discurso del rey Don Felipe del 3 de octubre de aquel año, el Gobierno activó el mecanismo constitucional del artículo 155 de la Constitución y la Fiscalía y los Tribunales iniciaron actuaciones penales contra los líderes independentistas más destacados.

En el mercado internacional de la energía este juego se da cuando quien se ve amenazado por un productor de energía o grupo de ellos que pretenden hacer valer su poder mediante amenazas de subidas de precios o corte de suministro encuentra medidas que le permiten esquivar tales amenazas y termina impidiendo que se consumen. Como veremos más adelante, cabe atisbar rasgos claros de ese juego en:

- La capacidad de los productores de petróleo no convencional americanos para, mediante el aumento de su producción cuando el precio internacional del petróleo sube, impedir que la OPEP pueda volver a llevar dicho precio a los elevados niveles que alcanzó en el verano de 2007, poco antes del inicio de la gran crisis financiera internacional.

- El esfuerzo de los países de la Unión Europea por cumplir, incluso unilateralmente, las metas de «descarbonización» fijadas en el Acuerdo de París de diciembre de 2015 y promover las fuentes autóctonas de energías renovables, con el fin de reducir su dependencia de los hidrocarburos importados y asegurar mejor el suministro de energía. También cabe apreciar atisbos de este juego en el deseo de la Unión Europea de crear un mercado interno del gas natural, con fuentes de suministro diversificadas, para reducir la dependencia de los países de Europa Central y del Este del gas natural ruso.

Mercado internacional de la energía

Fuentes de energía primaria

En 2017, último año para el que hay cifras disponibles, la energía primaria consumida en todo el mundo ascendió a 13,5 millardos de toneladas equivalentes de petróleo, cuyo desglose por fuentes de combustible fue la siguiente:

Energía primaria	Consumo anual (millones de toneladas equivalentes de petróleo)	%
Petróleo	4.621,9	34,20
Carbón	3.731,5	27,61
Gas natural	3.156	23,35
Hidroeléctrica	918,6	6,79
Nuclear	596,4	4,41
Renovables	486,8	4.49
Total	**13.511,2**	**100**

Imagen 5. Fuente: BP Statiscal Review of World Energy 2018, p. 9

Como puede observarse, el petróleo sigue siendo la primera fuente de energía primaria, seguida del carbón y del gas natural; y, ya a mucha distancia, la energía hidroeléctrica, la nuclear y el conjunto de energías renovables (eólica, fotovoltaica, termosolar, ...). Tales datos revelan la inmensidad del reto de la «descarbonización» al que se hará referencia más adelante.

El mercado internacional del petróleo constituye, como ya se indicó, una «bañera» global en la que entra la producción procedente de los distintos «grifos» repartidos por el mundo y sale el consumido por los refinadores, comercializadores y usuarios repartidos por el mundo.

El carbón, aunque es también objeto de comercio internacional, se consume en gran medida en los países productores, que son muchos. El carbón es todavía la fuente dominante de energía primaria en Asia, donde representa casi el 50% de la total.

Finalmente, el del gas natural es un mercado en expansión, que no es todavía una «bañera» tan homogénea, con un precio único de referencia, como la del petróleo, pero que se está integrando progresivamente gracias a que el suministro tradicional de gas crudo a través de gaseoducto se viene complementando con el suministro y comercio internacional de «gas natural licuado» (GNL), mediante su licuefacción, transporte por barco y posterior regasificación en destino.

Demanda mundial de energía

La demanda mundial de energía puede expresarse como el resultado de la multiplicación de tres factores[8]:

- La población mundial.

  Está previsto que siga creciendo y que de los actuales 7,4 millardos de personas se sitúe en torno a los 9 millardos en 2040, como consecuencia del aumento demográfico en las economías emergentes, lideradas por India.

- La renta *per cápita* mundial.

  Se espera que siga aumentando y, como la población, está directamente relacionada con la demanda de energía, por el mayor uso de bienes de consumo que la precisan (vehículos, electrodomésticos, aire acondicionado...).

- La intensidad energética del PIB mundial (es decir, el cociente energía consumida/PIB).

  Es una variable que depende de las medidas de ahorro energético y de la eficiencia energética de los motores y máquinas que la utilizan.

Si el resultado de la multiplicación anterior —esto es, la energía consumida en el mundo en un año— lo multiplicamos por la intensidad de carbono de la energía utilizada (es decir, CO_2/Energía) obtendremos las emisiones brutas anuales de CO_2.

El efecto de esos tres factores, teniendo en cuenta la previsible mejora del tercero —la eficiencia energética— producirá previsiblemente un incremento entre 2017 y 2040 de la demanda global anual de energía próximo al 25%, así como un cambio drástico del peso relativo de los países demandantes: mientras que el año 2000 las economías de desarrollo de Asia consumían el 20% de la energía mundial —frente a un 40% por Europa y Norteamérica—, en el año 2040 los

[8] Copenhagen Economics, «The future of fossil fuels: How to steer fossil fuel use in a transition to a low-carbon energy system», *Full Report para la Energy Transitions Commission*, enero de 2017, pg. 13 y ss.

porcentajes serán los contrarios y los países asiáticos emergentes (liderados por India y China) consumirán el 40% de la demanda mundial[9].

¿Cómo se atenderá ese significativo aumento de la demanda global de energía? ¿Será posible conciliarlo con los objetivos de la lucha contra el calentamiento global que, como luego veremos, se fijaron en diciembre de 2015 en la Conferencia de París?

Petróleo

Estructura del mercado

El mercado del petróleo constituye, como ya se expuso, una genuina «bañera» internacional en la que el precio de cada variedad (Brent, West Texas Intermediate, ...) es único para todo el mundo, pues el coste de transporte —por tubería o barco— es reducido. Esos precios internacionales se determinan en mercados organizados en los que participan como compradores no solo los demandantes finales de la materia prima, sino también muchos intermediarios y agentes financieros, que toman posiciones en los mercados al contado (*spot*), a plazo (*forward*) y de futuros, en los que se negocia el bien con entrega a distintos plazos.

La demanda global de petróleo sigue un patrón de crecimiento relativamente estable, que responde a corto plazo a la coyuntura macroeconómica de los países consumidores —aumenta en las etapas de expansión y se reduce durante las recesiones— y a medio y largo plazo, al crecimiento absoluto de la población y al proceso de sustitución por otras fuentes de energía. La demanda mundial de petróleo presenta, pues, una significativa «elasticidad-renta», incluso a corto plazo y una «elasticidad precio» moderada a corto plazo —pues a corto plazo la sustituibilidad de los derivados del petróleo es limitada—, pero mayor a largo plazo.

Como se aprecia en el gráfico adjunto, la demanda mundial agregada de petróleo ha venido creciendo de forma sostenida a lo largo de los años, con solo ligeras y transitorias caídas durante las fases recesivas graves, como la vivida en 2009. Su nivel absoluto se está acercando a los 100 millones de barriles al día y su evolución futura estará en función, como señala el último informe de la Agencia Internacional de la Energía, de los tres grandes escenarios posibles: que los países mantengan sus actuales políticas («políticas actuales»); que adopten las nuevas medidas de lucha contra el cambio climático que ya han anunciado («nuevas medidas»); o que adopten las medidas muchos más radicales precisas para que se cumplan los objetivos fijados en diciembre de 2015 en el Acuerdo de París contra el cambio climático, al que se hará amplia referencia más adelante («desarrollo sostenible»). Cuál sea el escenario que prevalezca influirá lógicamente sobre el precio futuro del petróleo.

[9] International Energy Agency, «World Energy Outlook 2018», *Resumen Ejecutivo*, noviembre de 2018.

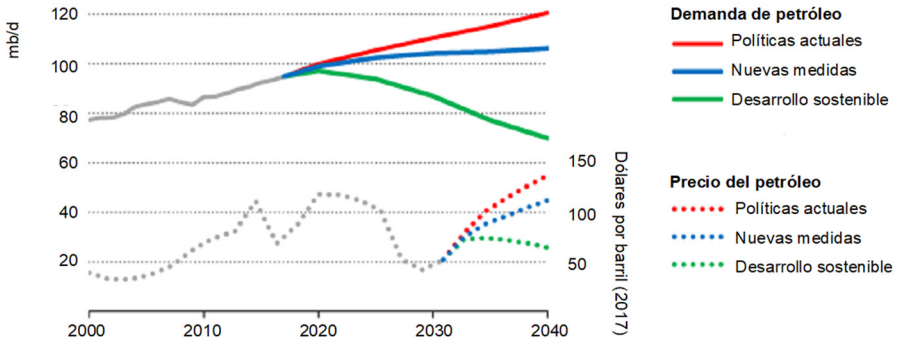


Imagen 6. Fuente: Agencia Internacional de la Energía, World Energy Outlook 2018

Por el lado de la oferta, en 2017 la producción mundial de petróleo ascendió a 92,6 millones de barriles diarios, cuyo desglose por países de origen fue el siguiente:

País productor	Producción (millones de barriles al día)	%
Estados Unidos	13	14,1
Arabia Saudita	11,9	12.9
Rusia	11,2	12,2
Irán	4,9	5,4
Canadá	4,8	5,2
Irak	4,5	4,9
Emiratos Árabes	3,9	4,2
China	3,8	4,2
Kuwait	3	3,3
Brasil	2,7	3,0
Méjico	2,2	2,4
Venezuela	2,1	2,3
Nigeria	1,9	2,1
Qatar	1,9	2,1
Noruega	1,9	2,1
Kazajastán	1,8	2,0
Angola	1,6	1,8
Argelia	1,5	1,7
Resto	15,9	17,1
Total	**92,6**	**100**

Imagen 7. Fuente: BP Statiscal Review of World Energy 2018, p. 14

En el año citado, los países de la OPEP produjeron 39,4 millones de barriles diarios, esto es, el 42,6% del petróleo mundial. Estados Unidos fue, por primera vez, el primer productor del mundo. La producción de Rusia fue también muy elevada, cercana a la de Arabia Saudita.

La oferta de petróleo convencional: la OPEP+

El mercado internacional de petróleo no es un mercado perfectamente competitivo, con una oferta atomizada procedente de pequeños productores independientes entre sí, sino un mercado oligopolístico en el que un grupo significativo de países formaron desde los años 60 una organización —la «Organización de Países Productores de Petróleo» (OPEP o, en inglés, OPEC)— para coordinar sus decisiones de producción e influir en el precio internacional del petróleo.

Los fundadores de la OPEP en 1960 fueron cuatro grandes países productores de Oriente Medio (Irán, Irak, Kuwait y Arabia Saudita) y Venezuela. Con posterioridad se incorporaron otros países productores, de forma que en la actualidad está formada por 14 países, tras la reciente salida, en noviembre de 2018, de Qatar, un país centrado en la actualidad en la extracción y licuefacción de gas natural, con relaciones políticas ocasionalmente tensas con dos vecinos miembros de la OPEP, Arabia Saudita y Emiratos Árabes Unidos[10].

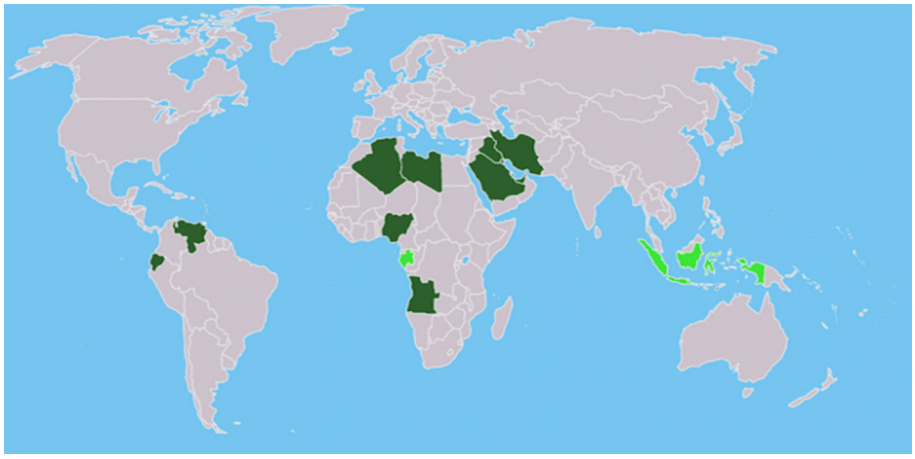


Imagen 8

La Unión Soviética no fue nunca miembro de la OPEP y mantuvo con Arabia Saudita unas relaciones políticas muy tirantes, como resultado de la alianza entre Arabia Saudita y Estados Unidos y el apoyo soviético a regímenes marxistas en Yemen y Etiopía[11]. Pero tras el desmoronamiento en 1990 del imperio soviético

[10] Véase https://www.opec.org/opec_web/en/about_us/25.htm.

[11] Elass, Jareer y Jaffe, Amy Myers, *The History and Politics of Russia's Relation with OPEC*, James A. Baker III Institute for Public Policy, Rice University, mayo de 2009.

y, sobre todo, tras la llegada al poder de Vladimir Putin, ha habido ocasionales intentos de acercamiento entre Rusia y la OPEP; y aunque en ocasiones se llegó a hablar de su incorporación como miembro a la Organización, Rusia se ha limitado a actuar como observador de sus reuniones.

En ocasiones la OPEP ha acusado a Rusia de «gorrón» (*free rider*), en la medida en que se beneficiaba como productor de la subida de precios del petróleo provocada por los recortes de producción de la OPEP, sin contribuir significativamente a ellos. Tal ocurrió especialmente tras el ataque a las Torres Gemelas en septiembre de 2001, cuando la OPEP anunció que recortaría la producción para evitar la fuerte caída del precio del petróleo provocada por la conmoción política, Rusia se ofreció a compensar la reducción de la producción de la OPEP y esta amenazó a Rusia, a través del ministro kuwaití de petróleo, «con bajar el precio del petróleo a 10 dólares, lo que nos afectará a todos, pero sobre todo a aquellos (en referencia a Rusia) cuyos costes de producción son más altos»[12].

En años recientes la cooperación con Rusia ha sido más estrecha, debido a la sintonía entre el presidente ruso Putin y el príncipe heredero saudita Mohammed bin Salman y su común interés en mantener un precio del petróleo elevado, especialmente tras la drástica e inesperada caída del precio del petróleo que se produjo en 2014. De ahí que desde entonces se venga hablando de una «OPEP+».

La OPEP tiene una demostrada capacidad para influir en la evolución a corto plazo del precio del petróleo, pues sus miembros:

- Han venido suministrando más del 40% de la producción mundial de petróleo, y un porcentaje muy superior del petróleo convencional.
- Poseen un porcentaje abrumador de las reservas probadas de petróleo, lo que les permite a algunos de ellos —especialmente a Arabia Saudita— aumentar con relativa facilidad su producción, al menos a medio plazo, y, con ello, influir en el precio internacional del petróleo.

Dilema del prisionero

En términos económicos los países de la OPEP constituyen un cártel de productores y, como en todas las organizaciones de esa naturaleza, sus miembros —así como los grandes productores no miembros que se benefician de sus decisiones, como Rusia— están sujetos a un dilema del prisionero, provocado por dos objetivos contrapuestos:

- A cada uno le interesa que el conjunto de todos ellos controle la oferta global de petróleo, para lograr aquel precio internacional que más interese a los productores, a la vista de la situación de la demanda global y del riesgo de sustitución del petróleo por otros productos competidores.

[12] Ibidem, p. 17.

- Pero, una vez alcanzado un precio elevado, el ideal para cada productor es aumentar al máximo su producción, pues, cuando un productor no ha alcanzado su límite de producción a corto plazo, el coste incremental (o marginal) de producir un barril adicional es inferior al precio de venta.

Ahora bien, si cada productor cae en la tentación de aumentar su producción por encima de la cuota que se le ha asignado y «engaña» a sus colegas o no cumple sus compromisos, la Organización perderá el control del precio internacional del petróleo, este bajará y todos sus miembros verán frustrados sus deseos sobre el nivel del precio internacional.

En el seno de la OPEP, Arabia Saudita, como el país líder con la mayor producción, juega en gran medida el papel del Leviatán que intenta mantener la disciplina en el grupo y ajusta su volumen de extracción y exportaciones a las fluctuaciones de la demanda o de la oferta (*swing producer*), para así contribuir a la estabilidad de los precios. Su debilidad está en que la forma de castigar a los «escaqueadores» (*free riders*) es aumentar ellas misma su producción —o al menos no restringir su producción—, para hacer bajar el precio internacional y «castigar» al resto de productores, pero también a sí misma.

Arabia Saudita ha utilizado esa amenaza —típica del «juego del gallina» (*chicken*)— en varias ocasiones, con el consiguiente desplome en los precios. Tal ocurrió, por ejemplo, a principios de 1986 o en 2014.

De esa estructura de dilema del prisionero que tienen los intentos de la OPEP de limitar la producción para controlar el precio internacional del petróleo, del papel hegemónico de Arabia Saudita —como líder de la Organización— y de la colaboración externa de Rusia —y la existencia de una «OPEP+»— fue ilustración el acuerdo alcanzado en la reunión del 6 y 7 de diciembre de 2018, cuando, tras arduas negociaciones, se acordó un recorte de la producción de 1,2 millones de barriles diarios respecto a la producción de octubre de ese año, de los que la propia Arabia Saudita aceptó una parte significativa y Rusia se comprometió a colaborar con un recorte de unos 200.000 barriles diarios.

Factores a favor del cártel

La tradicional capacidad de la OPEP para influir en el precio internacional del petróleo y elevarlo se ha visto favorecida históricamente por tres factores:

- Las ocasionales crisis, guerras y embargos que han mermado la capacidad de producción y exportación de algunos grandes productores mundiales, o propiciadas decisiones políticas dirigidas a restringir la oferta y subir precios[13].

[13] Véase Pascual, Carlos y Zambetakis, Evie, «The Geopolticis of Energy. From Security to Survival», capítulo 1 de la obra colectiva *Energy Security: Economics, Politics, Strategies and Implications*, Brookings Institutiton Press, 2010. Véase también, del primer autor, *The New Geopolitics of Energy*, Center on Global Energy Policy, Universidad de Columbia, septiembre de 2015.

Los más célebres de tales episodios fueron, sin duda, el embargo de petróleo acordado el 17 de octubre de 1973 por los países árabes de la OPEP contra Israel y los países que le habían apoyado en la guerra que se desató el 6 de octubre de aquel año tras la invasión por Egipto y Siria, al que siguió a principios de 1974 una duplicación del precio del petróleo; la fuerte restricción de la producción y consiguiente aumento de precios que produjo primero la revolución iraní de 1978-1979 —cuyo efecto se vio agravado por la decisión de Arabia Saudita en enero de 1979 de reducir drásticamente su producción— y, poco después, la guerra Irán-Irak de los años 1980-1981; y los efectos durante el periodo 1990-1991 de la invasión de Kuwait llevada a cabo en agosto de 1990 por el Irak de Saddam Hussein.

- La disminución de la capacidad productora de varios países cuyas autoridades estatales, atraídas por unas perspectivas de grandes ingresos en épocas de precios altos, se hicieron con la propiedad y control del petróleo nacional, lo que en varios casos redujo el esfuerzo preciso en exploración y expansión de la capacidad productiva y, como en la fábula, terminó «matando la gallina de los huevos de oro».

  En efecto, como señalan Roberto Aguilera y Marian Radetzki, a partir de los años 60 y 70 se produjo una oleada de nacionalizaciones en países en desarrollo productores de petróleo (Argelia, Irak, Kuwait, Libia, Arabia Saudita, Venezuela...), movidas por el deseo de controlar mejor la actividad extractiva y conseguir un mayor beneficio para la población. Pero esa nacionalización provocó, con contadas excepciones, un efecto pernicioso sobre las empresas petrolíferas, como consecuencia del nombramiento de directivos políticos, con poca experiencia profesional; la atribución a la compañía de fines sociales ajenos a la explotación del negocio; y de la canalización directa al presupuesto del Estado de los ingresos derivados de la venta del petróleo, sin dejar en las compañías los fondos precisos para que expandieran su capacidad productiva e incluso la mantuvieran. La consecuencia fue que «las políticas gubernamentales restringieron el crecimiento de la capacidad de producir petróleo. Así, las gravosas imposiciones fiscales sobre el sector petrolífero global han funcionado como un cártel limitativo de la oferta, cuyo efecto alcista sobre los precios ha sido probablemente más fuerte que las cuotas de la OPEP»[14].

- La creciente coordinación que la OPEP y su líder, Arabia Saudita, vienen manteniendo en tiempos recientes con otro gran país productor de petróleo, la Rusia de Putin.

Factores que limitan el poder del cártel

[14] Aguilera, Roberto y Radetzki, Marian, *The Price of Oil*, Cambridge University Press, 2016.

Pero la capacidad del cártel de productores para ejercer su «poder de mercado» y mantener un precio elevado del petróleo se encuentra limitado, además de por el riesgo de no cooperación de sus miembros inherente a todo dilema del prisionero, por varios factores adicionales:

- El influjo adverso de una subida excesiva de precios sobre la demanda mundial de petróleo, debido al efecto contractivo sobre la actividad económica e inflacionista sobre el nivel de precios de las economías importadoras de petróleo.

- La presión política que Estados Unidos ha ejercido sobre Arabia Saudita y otros países productores para que aumentaran su producción y contribuyeran a la relajación del precio internacional del petróleo.

  Esas presiones se hicieron especialmente patentes en el otoño de 2018, cuando el presidente estadounidense, Sr. Trump, tras presionar inicialmente a Arabia Saudita para que compensara con mayor producción los efectos del embargo que Estados Unidos había impuesto a las exportación de petróleo de Irán, redobló su presión en vísperas de la reunión de la OPEP de diciembre de 2018 para que ese país no redujera su producción y, por el contrario, favoreciera la caída de precios que se había iniciado meses antes, que el Sr. Trump equiparaba a una bajada de impuestos que favorecería el crecimiento económico en todos los países importadores.

  El asesinato en el consulado de Arabia Saudita en Turquía por las autoridades saudíes del disidente y columnista del Washington Post Jamal Khashoggi, al atribuirse al príncipe heredero Mohamed Bin Salman, aumentó el poder negociador del presidente Trump, quien, con poco disimulo, restó importancia al brutal asesinato a cambio de que Arabia Saudita y su príncipe heredero se mostraran dispuestos a no recortar la producción de petróleo y a mantener su precio bajo.

A esos dos factores, se han añadido en los últimos años otros dos que minarán la capacidad de la OPEP para controlar el precio internacional de la energía y la importancia geopolítica para los países occidentales de los acontecimientos en Oriente Medio: la aparición en Estados Unidos —y, en menor medida, en Canadá y otros países— de fuentes alternativas o no convencionales de petróleo; y los esfuerzos internacionales por combatir el calentamiento climático y promover la «descarbonización» de la economía mundial: cuando la demanda global de petróleo empiece a decrecer (*peak oil*), algunos vaticinan la «madre de todas las crisis en el mercado del petróleo»[15].

La revolución del petróleo no convencional

[15] «When the sun sets on oil. The Middle East and Russia are ill-prepared for a low-carbon future», *The Economist*, Special Report, 15 de marzo de 2018.

Los mercados internacionales de petróleo y gas han experimentado una verdadera «revolución» —la denominada *shale revolution*— desde que en la primera década de este siglo se desarrolló en Estados Unidos una nueva técnica de extracción de gas y petróleo, basada en la perforación horizontal y posterior fractura hidráulica (*fracking*) mediante inyección a presión de líquidos y disolventes en yacimientos de rocas de esquisto (*shale*), arcillas bituminosas (*sandstone*) y carbonatos impregnadas de hidrocarburos. El petróleo producido de esta forma, que es ligero, se conoce habitualmente como *tight oil* (es decir, petróleo procedente de formaciones compactas).

La producción a gran escala se inició en los Estados de Texas —en la *Permian Basin* del oeste del Estado y la *Eagle Ford* del sur— y Dakota del Norte —en el *Bakken Shale*— y produjo a partir de 2008 un significativo crecimiento de la producción en Estados Unidos de petróleo, que compensó la caída de producción que los acontecimientos políticos produjeron durante el periodo 2011-2014 en países productores como Irán, Libia, Sudán o Siria y facilitó la estabilización del precio del petróleo en esos años.

Como consecuencia de la revolución señalada, según las previsiones de la Agencia Internacional de la Energía Estados Unidos proveerá más de la mitad del crecimiento de la producción mundial de petróleo y de gas que tendrá lugar desde ahora hasta 2025, fecha en la que ya será el mayor productor de ambos hidrocarburos, con una cuota de mercado del 20% en petróleo y del 25% en gas[16].

La producción del petróleo no convencional se caracteriza por dos rasgos:

- Abaratamiento progresivo de costes.

  Aunque en sus inicios la producción de esa modalidad de petróleo solo resultaba rentable a partir de los 50 dólares por barril, en la actualidad lo es con precios mucho más bajos.

- Coste de inversión moderado.

  Mientras que la exploración y explotación de nuevos yacimientos de petróleo convencional es muy costosa —los de más fácil acceso ya se descubrieron y empezaron a explotar hace años—, la explotación y perforación de nuevos pozos es rápida y barata, y cuesta muy pocos millones de dólares.

Como expuso la revista británica *The Economist* en su memorable artículo «Sheikhs vs Shale»[17], el desarrollo del petróleo no convencional ha alterado radicalmente la dinámica económica del mercado internacional del petróleo: «el precio del petróleo será menos vulnerable a *shocks* o manipulaciones. El petróleo de esquisto americano es un genuino rival de Arabia Saudita como productor marginal del mundo».

En conclusión, los países de la OPEP experimentaban ocasionalmente el dilema del prisionero típico de todo acuerdo colusorio entre productores, pero, cuando

[16] WEO 2018, *op. cit.*, capítulo 5.

[17] *The Economist*, «Sheikhs vs Shale», 4 de diciembre de 2014, disponible en https://www.economist.com/leaders/2014/12/04/sheikhs-v-shale.



Imagen 9

las circunstancias y las amenazas de su Leviatán, Arabia Saudita, permitían a sus miembros superarlo y controlar la oferta, la Organización podía intimidar al resto del mundo, como hizo durante las crisis del petróleo clásicas de 1973-1974 y 1978-1979.

Dos nuevos acontecimientos están minando esa capacidad de la OPEP de controlar el precio internacional del petróleo y ejercer sobre los países consumidores la capacidad de coerción típica del juego del gallina:

- A corto plazo, la transformación de Estados Unidos en el principal productor del mundo del petróleo, con unos costes de producción decrecientes que permitirán a sus productores sobrevivir con precios del petróleo relativamente bajos.
- A medio plazo, el riesgo para los tradicionales productores de petróleo de que los esfuerzos internacionales por luchar contra el cambio climático e impulsar la «descarbonización» de las economías provoque una drástica reducción del consumo de hidrocarburos y, si tuviera éxito, haga que los países poseedores de grandes reservas de hidrocarburos tengan que dejarlas sin explotar, como «activos varados» (*stranded assets*) o «combustible no quemable» (*unburnable fuel*).

Ese riesgo se exacerbará cuando se alcance el punto máximo de consumo mundial de petróleo (*peak oil*), pues a partir de entonces se desatará una dura competencia entre todos los productores por dar salida a sus reservas, antes de que queden enterradas para siempre.

Cabe, pues, imaginar que un eventual intento de la OPEP, junto con Rusia, de encarecer drásticamente el petróleo pudiera tener el desenlace típico de un juego del «farol visto» (*called bluff*).

Ahora bien, la incorporación de Estados Unidos al grupo de grandes productores de hidrocarburos, y el temor de todos ellos a que una estrategia global de descarbonización de las fuentes de energía les prive de ingresos y deje «varadas» (*stranded*) sus grandes inversiones y reservas de hidrocarburos, consolidará entre todos ellos —Estados Unidos, Rusia, Arabia Saudita, Kuwait...— una nueva coalición contraria a la lucha internacional contra el cambio climático. Esa tácita coalición ya resultó visible en diciembre de 2018 en la 24.ª Conferencia de las Partes del Convenio de Naciones Unidas contra el Cambio Climático que tuvo lugar en Katowice (Polonia).

Gas natural

Estructura del mercado

El gas natural fue considerado históricamente un mero subproducto de la extracción del petróleo y en los contratos de suministro —que eran habitualmente a largo plazo y el comprador quedaba sujeto a una obligación de *take or pay*— su precio solía vincularse al del petróleo.

Pero el gas natural ha ido cobrando progresiva autonomía del petróleo (*decoupling*) y se ha afianzado como el hidrocarburo más limpio (su combustión también emita CO_2, pero aproximadamente solo una cuarta parte que el carbón y la mitad que el petróleo).

En la actualidad, la estructura de producción de gas natural es muy distinta a la del petróleo, pues aunque entre los grandes productores está Rusia —que es el líder mundial— y, desde hace poco, también Estados Unidos —como consecuencia de la «revolución del *shale*»—, los otros grandes productores son Australia, Noruega, Qatar —un gran productor de gas cuyo producción de petróleo es muy limitada—, así como otros países diseminados por todo el mundo (Nigeria, Trinidad y Tobago, Bolivia, Argentina...).

A pesar del creciente desarrollo de mercados (*hubs*) donde se negocian entregas de gas inmediatas (*spot*) —que experimentaron un gran impulso gracias al esfuerzo de las autoridades europeas para crearlos, especialmente tras el corte de suministro de Rusia a Ucrania en el invierno de 2006, y a las súbitas necesidades de suministro de Japón tras el accidente nuclear en Fukushima, en marzo de 2011— no puede decirse que el mercado internacional del gas natural constituya una «bañera» tan homogénea e integrada como la del petróleo, pues una parte significativa del gas natural es transportada desde los países productores a los consumidores mediante gaseoductos, unas infraestructuras

complejas que establecen una estrecha dependencia entre los países productores y los receptores.

Ahora bien, el desarrollo de una pujante industria de gas natural licuado (GNL) —basada en la licuefacción del gas en instalaciones en los países productores, su transporte en barco y su almacenamiento o regasificación en los países de destino— ha contribuido a una mayor integración de los distintos mercados regionales de gas.

Esa integración no es completa, como revela que se mantengan notables diferencias en los precios del gas vigente en los tres grandes mercados regionales: el americano, cuyo principal precio de referencia es el de Henry Hub (en el Estado de Louisiana); el europeo, donde la primacía del *National Balancing Point* británico está cediendo ante el *Title Transfer Facility* (TTF) holandés; y el asiático, donde los precios de referencia corresponden todavía a los mercados de Corea y Japón. La razón está, en gran medida, en que el GNL tiene unos costes no solo de licuefacción, sino también de transporte y almacenaje, que son mayores que los del petróleo.

Esas diferencias son, sin embargo, mucho menores que en el pasado, como consecuencia del arbitraje de precios entre mercados que produce el deliberado desvío de cargas de GNL hacia aquellos destinos con precios más altos. A ello han contribuido que las autoridades de defensa de la competencia de varias partes del mundo —especialmente las de la Unión Europea y de Japón, que en junio de 2017 firmaron un Memorando de Cooperación en esta materia, así como de Corea, India y otros países asiáticos— vengan persiguiendo como abusivas aquellas cláusulas en los contratos de suministro de gas —las llamadas «*destination clauses*» o cláusulas de destino— que obligan al intermediario adquirente del gas a venderlo necesariamente en cierto país de destino, sin poder desviarlo hacia otros destinos donde los precios sean más elevados, o ponen cortapisas a las cantidades y destinos a los que puede desviar la carga.

La Unión Europea empezó a perseguir esas cláusulas en los suministros por gaseoducto efectuados por la rusa Gazprom a países de la Unión Europea, pero ha hecho luego extensivo ese enfoque a los envíos a la Unión Europea de gas licuado procedente de cualquier parte del mundo (Nigeria, Argelia, Qatar...). Con ello busca no solo lograr una mayor integración de los mercados regionales de gas en la Unión Europea, sino también facilitar la seguridad de suministro del conjunto de los países de la Unión.

Dependencia europea de Rusia

El gas natural ha suscitado en Europa cierta preocupación geopolítica, dado el progresivo agotamiento del gas de los yacimientos holandeses y británicos del Mar del Norte y la gran dependencia de los países de la Europa Central y del Este del suministro de gas ruso por gaseoducto.

En efecto, como se aprecia en el gráfico[18], si dejamos de lado los gaseoductos que llegan a España e Italia desde Argelia y Libia y los que proceden de Noruega, el resto de los gaseoductos que abastecen a los países de Europa Central y del Este tienen su origen en Rusia, ya sea a través de Bielorusia y Ucrania, ya por el lecho del Báltico (el llamado *Nordstream 1*).

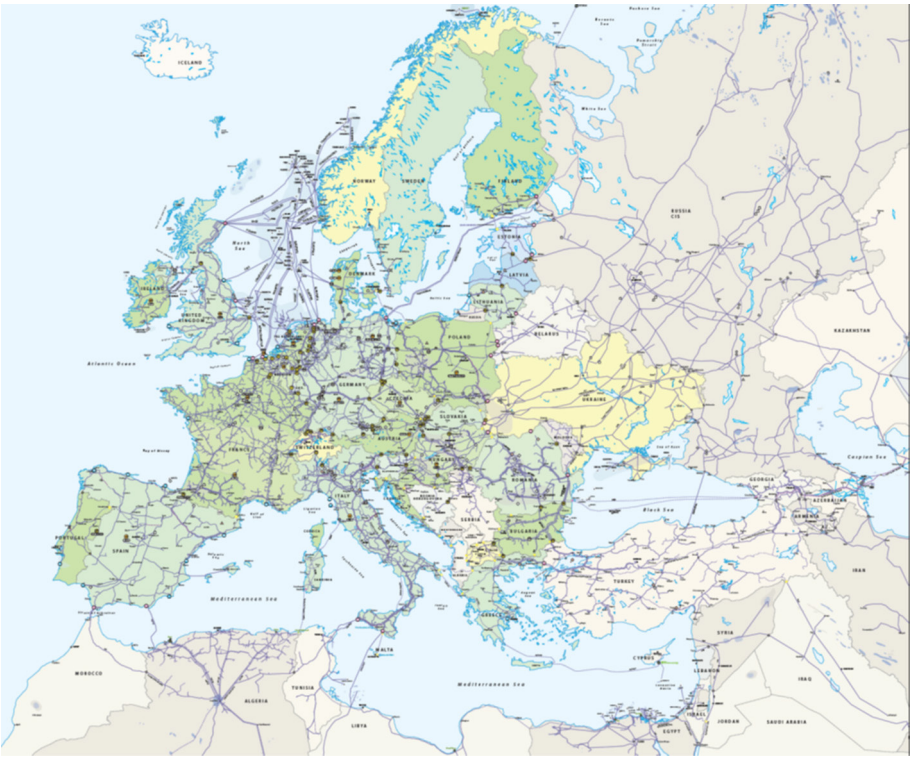


Imagen 10. Fuente: The European Natural Gas Network 2017 (ENTSOG)

Para unos esa estructura suscita el riesgo potencial de que Rusia utilice el suministro de gas como un «arma energética» al servicio de su estrategia geopolítica, como hizo con Ucrania y con otras antiguas repúblicas soviéticas, como Georgia, Bielorrusia o Moldova. Esas voces señalan que Gazprom, la empresa pública rusa surgida del antiguo ministerio soviético del gas, aunque cotiza en Bolsa, sigue las indicaciones políticas que recibe del Gobierno ruso. Recuerdan que en enero de 2006 Gazprom cortó el suministro de gas a Ucrania con motivo de una disputa sobre el aumento de precio, y las restricciones de sumi-

[18] Disponible en la página https://www.entsog.eu/sites/default/files/files-old-website/publications/Maps/2017/ENTSOG_CAP_2017_A0_1189x841_FULL_064.pdf, de la *European Network of Transmission System Operators for Gas* (ENTSOG).

nistro acabaron afectando también a varios países miembro de la Unión Europea. Rusia sostuvo entonces que la disputa con la empresa ucraniana Naftogaz era puramente comercial, pero Ucrania señaló que tan brutal subida de precios —de 50 a 230 dólares por millar de metros cúbicos— era una represalia política por la actitud prooccidental del entonces nuevo presidente de Ucrania, Victor Yuschenko.

De igual forma, en enero de 2009 Gazprom volvió a cortar el suministro de gas no solo a Ucrania, sino también a los países de la Unión Europea, en la medida que se suministraban principalmente a través de los gaseoductos que atraviesan Ucrania.

Con posterioridad Rusia volvió a cortar el suministro de gas a Ucrania en junio de 2014, como resultado de una disputa comercial entre Gazprom y la importadora ucraniana Naftogaz, que tuvo como trasfondo político la declaración unilateral de independencia de Crimea de marzo de aquel año —que contó con el pleno apoyo de Rusia— y el apoyo ruso a las fuerzas rebeldes secesionistas de Ucrania del Este.

Pero otros, por el contrario, han visto en el suministro de gas ruso a Alemania la continuación de la *Ostpolitik* que el canciller socialdemócrata Willy Brandt inició en 1969 con su política de apertura y diálogo con la entonces Unión Soviética: era una forma de establecer lazos de cooperación entre la Unión Soviética y Alemania que, a la postre, acabaría provocando una transformación favorable, como efectivamente ocurrió en 1990 con la caída del muro de Berlín.

En congruencia con esa política, a finales de los años 90 se concibió la idea de un nuevo gaseoducto que conectara directamente a Rusia con Alemania a través del Báltico. Denominado finalmente *Nord Stream*, su tendido no se produjo hasta 2010 y su puesta en funcionamiento hasta 2011. Con posterioridad, para aumentar su capacidad de transporte, se concibió una nueva inversión, de unos 9,5 millardos de euros, para aumentar la capacidad de la conexión y crear *Nord Stream 2*.

La idea de *Nord Stream 2* iba a contrapelo, sin embargo, de las iniciativas de la Comisión Europea, de Austria y de otros países, que habían promovido —sin éxito— la construcción de un nuevo gaseoducto —el llamado «proyecto Nabucco»— que transportara el gas de los yacimientos de Azeribayán en el Mar Caspio a través de Turquía con destino a los países balcánicos y que sorteara a Rusia por el sur.

Por eso, si ya el primer proyecto de *Nord Stream* suscitó recelos, el nuevo proyecto provocó la oposición de varios países de la Unión Europea, liderados por Polonia y los países bálticos, de la Comisión Europea, de Ucrania y, sobre todo, de Estados Unidos, que amenazó con sanciones a las empresas que participen en su construcción (pero sin llegar a ponerlas en práctica, especialmente tras la llegada a la presidencia del Sr. Trump).

Los críticos de *Nord Stream 2* señalan que acrecentará la dependencia de Alemania del gas natural ruso y, con ello, condicionará la política exterior de la

Unión Europea, que quedará expuesta al riesgo de un juego de *chicken* con una gran potencia, Rusia, de la que depende su suministro energético.[19] Añaden que facilitará además a Rusia actuar selectivamente contra los países —como Polonia o Ucrania— por los que pasan sus gaseoductos terrestres, pues el cierre de tales gaseoductos no impedirá que Rusia siga suministrando gas a Alemania y a otros grandes consumidores a través de *Nord Stream*, lo que además reducirá los ingresos por derechos de tránsito que en la actualidad obtienen (que en el caso de Ucrania exceden de los dos millardos de euros anuales).

Los defensores del nuevo gaseoducto señalan, sin embargo, que la dependencia que creará será recíproca, pues Gazprom necesitará los ingresos procedentes de la venta de gas tanto como los compradores alemanes el suministro. Sostienen, además, que en la oposición de Estados Unidos al nuevo gaseoducto laten intereses comerciales, pues la «revolución del *shale*» y la transformación en plantas de licuefacción de las instalaciones originalmente creadas en la costa americana del Golfo de Méjico para regasificiar GNL importado han transformado a Estados Unidos en un exportador de GNL que compite en Europa con el gas natural procedente de Rusia.

La realidad viene confirmando que el gas suministrado por Rusia a través de sus gaseoductos resulta más barato que el conseguido mediante la regasificación del GNL importado por barco, lo que está limitando el uso de GNL en la Unión Europea. Así, se estima que en 2017 Rusia suministró a través de sus gaseoductos el 35% del gas consumido en la Unión Europea[20].

Implicaciones geopolíticas

Como señaló la Agencia Internacional de la Energía en su informe anual de noviembre de 2018, «Rusia sigue siendo el mayor exportador de gas del mundo al abrir rutas nuevas hacia los mercados asiáticos, pero un mercado europeo cada vez más integrado ofrece a los compradores más opciones de suministro de gas»[21].

Para evitar verse obligada a comportarse como «gallina» frente a Rusia si esta amenaza con usar como arma el suministro de gas, la Unión Europea viene impulsando una triple estrategia:

- Favorecer la interconexión de la red europea de gaseoductos, establecer otros gaseoductos nuevos con países suministradores distintos de Rusia —como Noruega— y favorecer el desarrollo de un mercado único integrado y libre del

[19] Ver, por ejemplo, en *The Economist*, «Germany's Russian gas pipeline smells funny to America», 22 de junio de 2017, «Putin's power play. The Nord Stream 2 pipeline will strenghten Russia's hand», *The Economist*, 19 de julio de 2018 y «Why Nord Stream 2 is the world's most controversial energy project», 7 de agosto de 2018.

[20] «Why America struggles to sell LNG in Europe», *The Economist*, 16 de noviembre de 2018.

[21] WEO 2018, *op. cit.*

gas en la Unión Europea del que puedan suministrarse todos los países en igualdad de condiciones.

- Disponer de una amplia infraestructura para importar GNL, cualquiera que sea su origen, aunque su utilización sea limitada mientras el gas ruso sea más barato. La mera existencia de esas instalaciones para importar GNL contribuirá a la seguridad de suministro de gas de la Unión Europea[22].
- Proseguir una estrategia de descarbonización, pues, además de servir para luchar contra el cambio climático, reducirá la dependencia energética de la Unión Europea y limitará el poder negociador de proveedores dominantes como Rusia.

La diversificación de sus fuentes de suministro de gas, la creación de un mercado interno eficiente y la descarbonización —esto es, la sustitución de hidrocarburos por energía renovable— serán los instrumentos esenciales para que la Unión Europea logre transformar en un «farol visto» (*called bluff*) cualquier amenaza procedente de un país suministrador de gas natural.

La rentabilidad de las inversiones a largo plazo

Casi todos los proyectos de producción y suministro de energía —trátese de petróleo convencional, gas natural o incluso energías renovables— exigen la realización de grandes inversiones iniciales, que solo se podrán rentabilizar a largo plazo, con cargo a los ingresos que genere su explotación a lo largo de muchos años. Ahora bien, en la medida en que esos ingresos dependan de circunstancias futuras imprevisibles, quien acometa o financie tales inversiones estará expuesto a graves riesgos, de variada naturaleza.

Por un lado, como suele ocurrir en muchas industrias caracterizadas por elevados costes iniciales fijos, una vez efectuada la inversión e iniciada la explotación, los «costes variables» de funcionamiento y, en particular, el «coste marginal» de producir una unidad más de producto será relativamente bajo. En esa tesitura, como el coste de la inversión será ya un «coste hundido» (*sunk cost*) —es decir, inevitable—, aunque los precios de venta del producto no respondan a las expectativas originales, al productor le interesará producir todo lo que pueda siempre que sus ingresos cubran sus costes variables, aunque no logre cubrir los costes fijos de su inversión inicial. Ahora bien, en la medida en que sean muchos los productores que hagan ese razonamiento, la elevada oferta en el mercado provocará un desplome de los precios, lo que agravará la penuria de todos los productores y les sumirá en uno de esos «dilemas del prisionero» que ya expusimos con anterioridad.

[22] Jaffe, Amy Myers, «Renewable Energy, Russian Natural Gas and the Lessons of January 2006». *Blog post of Council of Foreign Relations*, 26 de octubre de 2018.

Por otro lado, si los precios de venta resultan favorables y la fuerte inversión inicial promete resultar rentable, cabe el riesgo de que las autoridades políticas, preocupadas por los precios elevados —que juzgarán muy superiores a los costes marginales de producción—, tentadas por la rentabilidad de un negocio basado en la explotación de un recurso natural o, en fin, movidas por otras preocupaciones sobrevenidas, introduzcan cambios legales o adopten medidas que reduzcan radicalmente la rentabilidad del proyecto.

En suma, como ya expusimos, quienes efectúen grandes inversiones en el sector energético se verán inevitablemente inmersos en un «juego de la confianza» (*trust game*) en el que asumirán el papel de «oferente inicial» y tendrán que confiar en que el futuro binomio condiciones de mercado-marco regulatorio les proporcionen unos ingresos de explotación que, acordes con el aumento de riqueza que el proyecto generó, les permitan rentabilizar su inversión inicial.

En consecuencia:

- Si los inversores temen que el marco regulatorio vigente cuando planearon la inversión no será estable y podrá modificarse en su perjuicio de forma imprevista, serán reacios a acometer la inversión. Es un problema de honda raigambre que podemos denominar del «acuerdo obsolescente», por lo que enseguida se dirá.
- Si los inversores temen que cuando las nuevas instalaciones se pongan en marcha la abundancia de oferta o la escasez de demanda será de tal calibre que el precio se hundirá —y se ajustará a los moderados costes marginales de las empresas más eficientes—, es probable que desistan de los proyectos. Es lo que podría ocurrir en el mercado de hidrocarburos si se asienta la convicción de que la descarbonización y la transición energética son fenómenos irreversibles, que el nivel máximo de demanda mundial de petróleo (*peak oil*) se producirá en los próximos 20 años y que buena parte de las reservas de petróleo se quedarán sin explotar[23]. Se trata del riesgo que en los mercados financieros se conoce como *financial risk of carbon*.

Paradójicamente, si esos temores frenaran la inversión en nuevos proyectos basados en hidrocarburos —ya sea la exploración de nuevos campos de petróleo o de gas, o el desarrollo de infraestructuras para la licuefacción, transporte o almacenamiento de gas natural— algunos no descartan que se pudieran producir en años venidos periodos de tensión de precios, especialmente en fases invernales en las que el consumo de energía se dispara y la producción de energía de fuentes renovables disminuye.[24]

[23] Gapper, John, «The romance of drilling for oil has faded», *Financial Times*, 29 de noviembre de 2018.

[24] Khanberg, Tatiana, «Why Continued Investment in Gas Infrastructure is Not Optional», *Natural Gas World*, 19 de noviembre de 2018.

El riesgo de los «acuerdos obsolescentes»

En 1971, Raymond Vernon, antiguo alto funcionario del Departamento de Estado americano y más tarde profesor en Harvard, describió el fenómeno que llamó del «acuerdo obsolescente» (*obsolescing bargain*).[25] Según Vernon, antes de que una multinacional efectúe una inversión, poseerá un gran poder negociador: el potencial país anfitrión tendrá interés en atraer capital extranjero y nuevas tecnologías, y estará dispuesto a ofrecer a la gran empresa extranjera un acuerdo favorable. Esa buena relación persistirá en tanto la empresa extranjera continúe invirtiendo. Ahora bien, la multinacional extranjera se tornará vulnerable tan pronto haya efectuado la inversión. Porque, si el negocio resulta rentable, el gobierno y la población local, olvidándose pronto de los riesgos que la compañía asumió al realizar la inversión, empezarán a decir que la empresa extranjera está obteniendo unos beneficios desorbitados. Además, si la inversión despertó el espíritu empresarial autóctono, mejoró las infraestructuras y abrió el país al capital extranjero, las autoridades locales, viendo el abanico de alternativas que se ofrecen al país, revisarán con ojos críticos el acuerdo inicialmente pactado. Al hacerlo, las autoridades darán la contenta a cuantos políticos y grupos sociales piden que el país recobre su soberanía económica y no se «venda» al capital extranjero. Así pues, la dinámica política dentro del país receptor de la inversión terminará por hacer obsoleto el acuerdo sobre el que se basó la primitiva inversión: a veces, como en el «juego de la confianza», el inversor tendrá incluso dificultad en recuperar su inversión inicial y acabará expropiado.

En realidad el fenómeno del «acuerdo obsolescente» es un problema general que se da con todos los contratos o inversiones a largo plazo, cuando las condiciones futuras vigentes en el momento en el que el contrato deba ejecutarse den un gran incentivo a una de las partes a desligarse de los compromisos que asumió. En particular, ese riesgo se dará:

- En los contratos de suministro a largo plazo (los denominados en inglés *Purchase Power Agreement* o PPA), cuando las partes adquieren un compromiso de cantidades —que en el caso del comprador toman la forma de compromisos de *take-or-pay*— y fijan un precio que puede apartarse del que prevalezca en el mercado al contado (*spot*) en el momento de ejecución del contrato.
- En las inversiones en energías renovables al amparo del anuncio de condiciones atractivas de inversión por las autoridades públicas, cuando hay riesgo de que se produzcan acontecimientos ulteriores que hagan inviables el mantenimiento de tales condiciones.

[25] Vernon, Raymond, «Sovereignty at Bay: The multinational spread of U.S. enterprises». *Prentice Hall Press*, 1971. Ver también, del mismo autor «Sovereignty At Bay: Ten Years After», *International Organization*, Volume 35, Issue 3, 1981 y «Sovereignty At Bay: Twenty Years After», *Milennium Journal of International Studies*, Vol. 20, No 2, 1991. Como Vernon murió en 1999, ya no pudo escribir posteriores versiones.

¿Cómo puente una autoridad política «atarse las manos» para darle confianza al inversor de que no cambiará más adelante las reglas de juego, sin motivo, para perjudicar al inversor y reducir la eventual rentabilidad de su proyecto?

La técnica tradicional ha sido la suscripción por el país anfitrión de un Tratado Internacional que proteja a los inversores frente a medidas expropiatorias o regulatorias injustificadas que les perjudiquen y que les reconozca el derecho a ser indemnizados en tales circunstancias.

Fue precisamente la iniciativa que adoptaron a principios de los años 90, con la aprobación en 1994 del Tratado de la Carta de la Energía, los países europeos y las nuevas repúblicas surgidas de la disolución de la Unión Soviética[26]. El Tratado partía de la base de que la cooperación en proyectos energéticos podría ser un área fértil de cooperación entre las empresas europeas y las nuevas repúblicas y establecía las reglas precisas para proporcionar la confianza precisa para llevarlas a cabo. Pero tales reglas obligaban por igual a todos los países signatarios que recibieran inversiones en el sector energético. No deja, por ello, de ser paradójico que este Tratado, concebido originalmente por muchos países europeos como un mecanismo que protegiera a los inversores occidentales que acometieran proyectos energéticos en las nuevas repúblicas y explotaran sus abundantes hidrocarburos, haya sido el instrumento utilizado por inversores extranjeros en proyectos de energía renovable para demandar a España y otros países europeos por supuestos incumplimientos de dicho Tratado.

La paradoja de las fuentes renovables

Para algunos proyectos de inversión en centrales eléctricas puede surgir un problema emparentado con el «juego de la confianza» como resultado de la interacción entre la regulación vigente de los mercados eléctricos —concebida en una época de expansión de las centrales de gas de ciclo combinado, que se suponía serían las que fijarían precio— y el progresivo éxito de las energías renovables. Un grupo de economistas de un centro de investigación de Arabia Saudita lo ha denominado «la paradoja de las energías limpias»[27].

En efecto, desde las pioneras reformas del Reino Unido de mediados de los años 90, los mercados eléctricos al contado (*spot*) se organizaron siguiendo un principio «marginalista» de fijación de precios, de forma que el precio mayorista de la electricidad es el de la oferta más cara que resulta necesaria para atender la demanda global en el correspondiente tramo horario. Pues bien, como la energía renovable siempre se integra en la oferta global a un precio nulo o muy bajo,

[26] El Tratado puede consultarse en https://energycharter.org/process/energy-charter-treaty-1994/energy-charter-treaty/.

[27] Blázquez, Jorge, Bollino, Carlo Andrea, Fuentes, Rolando y Nezamuddim, Nora, «The Renewable Energy-Policy Paradox», King Abdullah Petroleum Studies and Research Center (KAPSARC), 2016, disponible en file:///C:/Users/usuario/Downloads/KS-1650-DP045A-The-Renewable-Energy-Policy-Paradox.pdf.

cuando resulta suficiente para atender la demanda el precio de mercado cae a cero o es muy bajo, lo que favorece a los consumidores, pero priva de ingresos a todos los productores de electricidad y desincentivará la inversión en nuevas instalaciones.

La Agencia Internacional de la Energía constata ese problema en su más reciente informe, cuando afirma que, «los diseños del mercado eléctrico actual no siempre están listos para abordar el reto que suponen los cambios rápidos en el mix de generación. Los ingresos en los mercados mayoristas suelen ser insuficientes para promover nuevas inversiones en capacidad de generación firme, lo que podría comprometer la confiabilidad del suministro si no se aborda adecuadamente»[28].

Parece, pues, claro que un peso creciente de las fuentes renovables de electricidad obligará a una revisión profunda de los sistemas de fijación de precio de la electricidad, para evitar el perturbador «juego de la confianza» que provoca para los inversores en centrales eléctricas el actual sistema de fijación de precios de la electricidad.

Lucha contra el cambio climático

El problema del cambio climático

Como consecuencia de la acumulación en la atmósfera terrestre de CO_2 y otros gases con «efecto invernadero» (*greenhouse effect*), los científicos del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés)[29] estiman en su más reciente estudio que las actividades humanas han elevado ya la temperatura media del conjunto de la superficie de la Tierra[30] en el periodo 2006-2015 aproximadamente 0,87 °C respecto a la temperatura media del periodo 1850-1900 (que se utiliza como representativo del periodo «pre-industrial»); y que ese calentamiento global «antropogénico» sigue aumentando a razón de 0,2 °C por década[31]. Esas estimaciones se refieren al calentamiento global medio del conjunto de la superficie de la Tierra, y son compatibles con un calentamiento muy superior en muchas estaciones del año y regiones del mundo —como la Antártida, en la que el calentamiento se estima entre el doble y el triple del global—.

---

28 WEO, *op. cit.*

29 El IPCC fue creado en 1988 por la Organización Metereológica Mundial y el Programa de Medio Ambiente de Naciones Unidas para evaluar periódicamente, desde una perspectiva estrictamente científica, el calentamiento de la Tierra.

30 En inglés, *global mean surface temperature* o, abreviadamente, GMST.

31 Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), «Global Warming of 1.5 °C. Summary for Policymakers», 2018, disponible en https://www.ipcc.ch/sr15/chapter/summary-for-policy-makers/.

La mayoría de los científicos atribuyen a ese calentamiento global muchos efectos adversos, entre los que destacan:[32]

- Una elevación del nivel del mar, como consecuencia sobre todo del derretimiento de los casquetes polares, lo que inundará aquellas islas y zonas terrestres de escasa altitud.
- Un aumento del número e intensidad de fenómenos meteorológicos extremos (sequías, huracanes, inundaciones...), con efectos potencialmente devastadores en muchas partes del mundo y graves consecuencias sociales y políticas (hambrunas, migraciones masivas...).
- Un grave impacto en muchos ecosistemas y en la biodiversidad —que entrañará la extinción de muchas especies, incapaces de adaptarse a las nuevas circunstancias climatológicas—, así como la aparición de enfermedades tropicales en regiones donde eran desconocidas.

Los efectos podrían ser especialmente severos si el aumento de la temperatura rebasara tres o más grados. En tales escenarios, los glaciares del Himalaya se fundirían, lo que alteraría el curso y el caudal de los ríos en el subcontinente indio, una de las zonas más pobladas del mundo; el deshielo de los polos y la expansión del agua elevaría el nivel del mar, lo que dejaría sumergidas las zonas costeras bajas; la cuenca del Amazonas podría cambiar profundamente; y se volverían desérticas ciertas partes del mundo (entre ellas, posiblemente, parte de la Europa meridional). Tales cambios exigirían previsiblemente desplazamientos masivos de población, que huirían de las zonas más afectadas. Y es difícil pensar que tales desplazamientos no desembocaran en guerras o graves conflictos sociales.

Parte de esos efectos son ya inevitables, y aconsejan que los países, regiones y comunidades más afectadas adopten medidas de adaptación al cambio climático en marcha. Pero también aconsejan que la comunidad internacional tome las medidas precisas para mitigar el aumento de la temperatura y, con ello, contener los efectos adversos del calentamiento y evitar la incertidumbre que provocaría un calentamiento desbocado.

La cantidad acumulada de CO_2 en la atmósfera a finales de 2017 era de aproximadamente 2,2 billones de toneladas y sigue aumentando a un ritmo que en la actualidad está próximo a 42 millardos de toneladas[33] al año, aumento anual

[32] A pesar del escepticismo de la Administración Trump sobre el cambio climático, la Cuarta Evaluación Nacional del Clima (*Fourth National Climate Asesssment*) realizada conjuntamente por trece agencias federales de Estados Unidos y publicada en noviembre de 2018 confirmó la gravedad de los posibles daños que el cambio climático podría producir —y está ya ocasionado— en Estados Unidos. La evaluación está disponible en https://www.globalchange.gov/nca4.

[33] El «millardo» español, es decir, 1.000 millones, corresponde habitualmente en inglés a un *billion*. Pero los expertos en cambio climático suelen utilizar el término «gigatonelada» (abreviadamente, Gt) para referirse a un millardo de toneladas métricas de CO_2 (es decir, GtCO2).

que podría subir a 52-58 millardos anuales en 2030 si los Estados se limitaran a cumplir los modestos objetivos a los que hasta ahora se han comprometido. Ese nivel de emisiones provocará previsiblemente un aumento de temperatura en 2100 no inferior a 3 °C.

Como muestran los gráficos adjuntos, tradicionalmente Estados Unidos y los demás países industriales fueron los principales emisores de CO_2, y siguen siendo el origen de la mayor parte del CO_2 acumulado en la atmósfera. Pero China y, en menor medida, India, Brasil y otras economías emergentes vienen aumentando con rapidez sus emisiones anuales —China ya es el principal emisor de CO_2 del mundo—, aunque sus emisiones acumuladas sean todavía muy inferiores a las de los países industrializados.

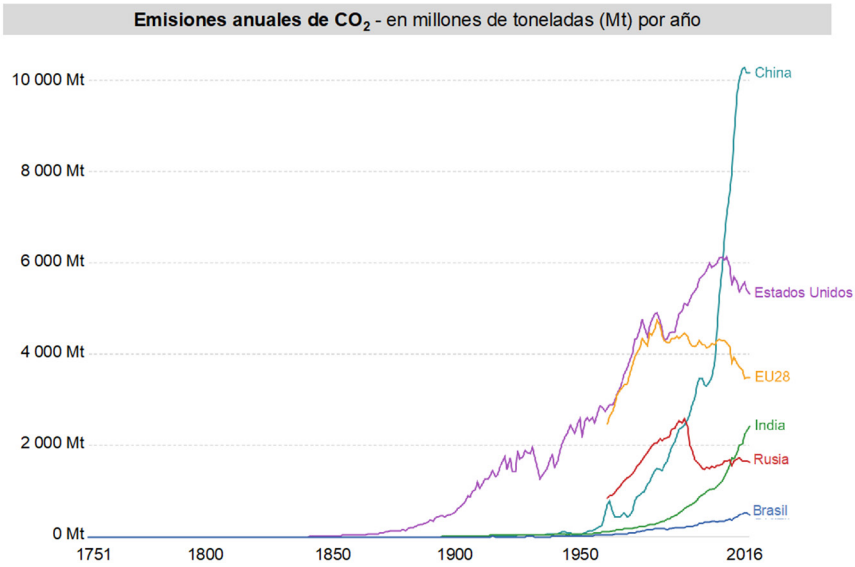


Imagen 11. Fuente: Global Carbon Project (GCP); Carbon dioxide information analysis center (CDIAC); adaptado de OurWorldInData.org

Para lograr que en el año 2100 el aumento de temperatura no supere 1,5 °C resultaría preciso:

- Que el ritmo anual de emisiones globales de CO_2 se reduzca a partir del año 2020, de forma que la cantidad adicional emitida hasta 2050 no supere los 580 millardos de toneladas, de suerte que el CO_2 total acumulado en la atmósfera no rebase los 2,8 billones de toneladas.
- Que se alcance una emisión global neta nula en torno al año 2050.

Ese monumental esfuerzo queda ilustrado en los siguientes gráficos, relativos a emisiones anuales y acumuladas:

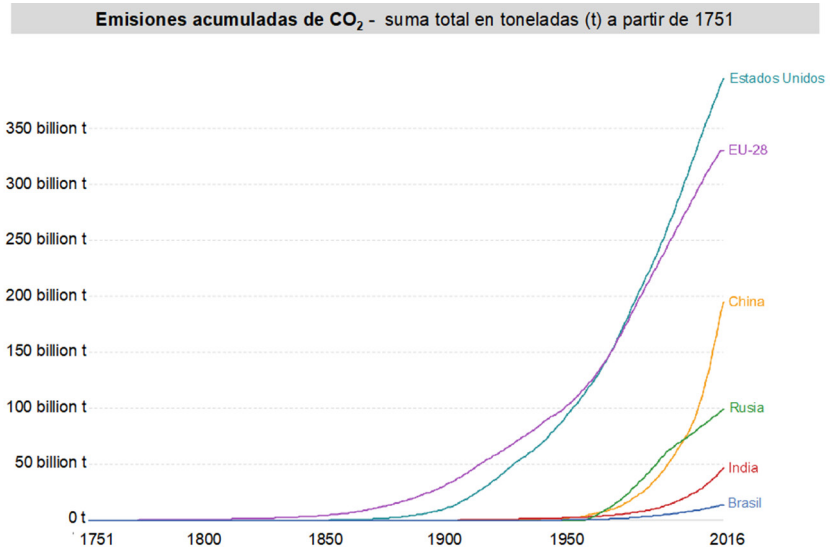


Imagen 12. Fuente: Global Carbon Project (GCP); Carbon dioxide information analysis center (CDIAC); adaptado a partir de OurWorldInData.org

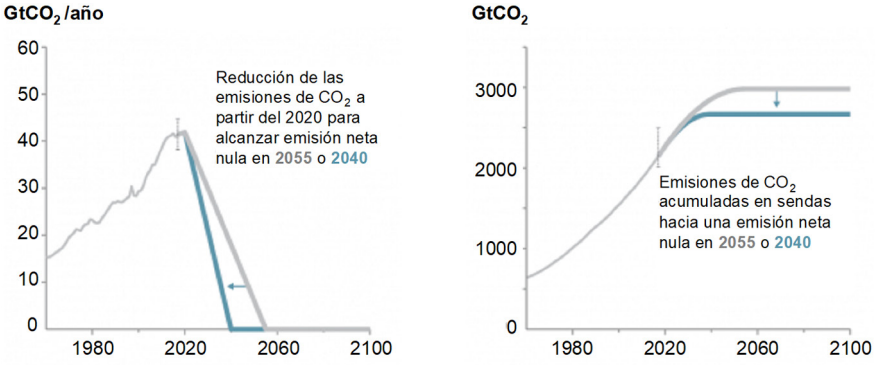


Imagen 13. Fuente: IPCC Special Report 1.5. octubre 2018

De Río (1992) a París (2015)

Conscientes del carácter global del problema y de que en la atmósfera se acumulan, sin distinción de origen, las emisiones de CO_2 y de otros gases con efecto invernadero procedentes de cualquier lugar del mundo, en 1992, durante la llamada «cumbre de la Tierra» celebrada en Río de Janeiro, se aprobó el «Convenio Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático», con el deliberado propósito de limitar las emisiones de tales gases.

Aunque ese primer Convenio no entrañó la aceptación por los firmantes de ningún compromiso concreto de reducción de emisiones, se convino en que los países signatarios celebrarían reuniones periódicas para desarrollar sus previsiones (conocidas como *Conferences of Parties* o COP), la más reciente de las cuales —la COP-24— se celebró del 2 al 15 de diciembre en Katowice (Polonia).

La lucha contra el calentamiento global es políticamente difícil, porque:

- Los beneficios —la prevención de fenómenos catastróficos— los obtendrán las generaciones futuras, pero los costes deberán ser soportados por los actuales ciudadanos y votantes.
- Se da un problema clásico de «polizón» o «escaqueo» (*free rider*), pues cualquier emisión de CO_2 eleva su nivel global en la atmósfera y ocasiona daños a todos, sin que nadie tenga incentivo para reducir sus propias emisiones.
- Como lo relevante es el nivel acumulado de CO_2 en la atmósfera y las emisiones pasadas las efectuaron principalmente los países industrializados, los países emergentes (China, India, Brasil...) se consideran ahora con derecho a efectuar las suyas.
- La «descarbonización» total de la economía mundial impediría que se extraiga una parte significativa de las reservas ya probadas de combustibles fósiles (*stranded assets* o *unburnable oil*), con el consiguiente perjuicio económico para sus propietarios.
- En contra de las esperanzas iniciales, no se han desarrollado hasta ahora métodos baratos para capturar y almacenar CO_2 (*sinks* o sistemas de *Carbon Capture Storage* o CCS): el esfuerzo deberá concentrarse, pues, en limitar las nuevas emisiones.

En desarrollo del Convenio Marco, en diciembre de 2007 diversos países —incluido Estados Unidos, que, tras las elecciones presidenciales de noviembre de 2002, tenía al frente del Gobierno a Bill Clinton y Al Gore— firmaron en la ciudad japonesa de Kioto un Protocolo por el que los países industrializados y de la Europa del Este se obligaron a reducir sus emisiones de tales gases durante el periodo 2008-2012 por debajo de las realizadas en 1990.

En su negociación tuvo un papel activo Estados Unidos, que impulsó un «mecanismo de flexibilidad» que otorgaba carácter negociable y transmisible a los derechos de emisión de CO_2, de forma que un país pudiera sobrepasar el límite asignado de emisiones si compraba a otro los derechos de emisión a otro país capaz de prescindir de él. Esa negociabilidad permite que las emisiones totales se reduzcan allí donde pueden lograrse al menor coste. La idea, recibida inicialmente con hostilidad por los medioambientalistas, terminó imponiéndose y la propia Unión Europea la adoptó en su seno para racionar las emisiones de CO_2.

En Kioto se fijó a cada país o grupo de países industrializados o en transición un porcentaje concreto de reducción (para la Unión Europea el 8%, para Estados Unidos el 7%, para Rusia y Ucrania el 0%...). Pero no se logró que los países en

desarrollo (China, India, Indonesia, Brasil...) aceptaran compromiso cuantitativo alguno, pues adujeron que tomar como referencia las emisiones de cada país en 1990 favorecía a los países industrializados.

Las negociaciones de aquel Tratado y su posterior puesta en práctica —que no obligaba a países emergentes como China e India y que no fue ratificado por los Estados Unidos, tras el triunfo de George W. Bush en las elecciones presidenciales del 2000— pusieron de manifiesto la grave dificultad de lograr a escala mundial un acuerdo eficaz para reducir las emisiones globales de gases. Los obstáculos fueron varios:

- En primer lugar, algunos científicos y grupos sociales de ciertos países —sobre todo, Estados Unidos, tras el triunfo republicano— ponían en duda el efecto nocivo global de ese fenómeno o confiaban en que futuros avances tecnológicos pudieran sortearlo sin necesidad de tomar medidas draconianas inmediatas para frenar las emisiones de gases.
- En segundo lugar, los grandes países emergentes, como China e India, destacaban que el CO_2 acumulado hasta ahora en la atmósfera había procedido de los países industrializados, lo que haría injusto que los países emergentes tuvieran que renunciar ahora a su desarrollo económico para evitar que el nivel acumulado global de gases no rebasara ciertos límites, máxime cuando el nivel de emisiones de gases por habitante sigue siendo excepcionalmente alto en Estados Unidos y otros grandes países industriales.

Al principio Rusia no compartió esos recelos, pues su elevado nivel de emisiones en 1990 y la grave crisis económica e industrial que vivió tras desmoronarse la Unión Soviética le hicieron albergar la esperanza de poder vender derechos de emisión (*hot air*, en la expresión despectiva de los medioambientalistas) a otros países. Pero las renacidas perspectivas de crecimiento económico, la no sujeción de China a limitaciones y la retirada de Estados Unidos del Protocolo y la llegada al poder el presidente Putin acabaron por modificar radicalmente el punto de vista de las autoridades rusas, que empezaron a sostener que el Protocolo perjudicaba a Rusia, porque imponía barreras insuperables a su crecimiento.

A pesar del limitado éxito práctico del Protocolo de Kioto en la limitación de las emisiones globales en el periodo 2008-2012, la Unión Europea siguió preconizando que todos los países industrializados aceptaran como nuevo objetivo global vinculante para el periodo 2013-2020 los porcentajes de reducción de emisiones necesarios para estabilizar el nivel de CO_2 en la atmósfera y lograr que el aumento de la temperatura no supere los 2 °C. De los países en desarrollo se esperaba que, aunque no redujeran sus emisiones, moderaran sustancialmente su tasa de crecimiento.

Pero incluso Estados Unidos se negó en redondo y, a la postre, la negociación de un nuevo Protocolo vinculante resultó inviable. No cabe duda que la grave crisis financiera que sacudió al mundo tras la quiebra de Lehman Brothers en

septiembre de 2008 enfrió el interés de los Gobiernos y los ciudadanos por un problema lejano como el calentamiento global.

La cumbre de Copenhague de 2009 no logró, pues, un nuevo acuerdo que sustituyera al de Kioto, pero sembró la semilla de los limitados acuerdos que se alcanzaron en diciembre de 2015 en París en la COP-21.

El Acuerdo de París

En diciembre de 2015, todavía con un presidente del Partido Demócrata en Estados Unidos, Barack Obama, la COP-21 alcanzó en París un Acuerdo que, aunque no vinculante, puso punto final al «negacionismo» de quienes ponían en duda la existencia de un cambio climático antropogénico y constató que una política de «seguir así» (*business as usual*) entrañará previsiblemente una subida en la temperatura media del planeta de más de 4 °C a fin de siglo, cuyos resultados podrían ser catastróficos.

El Acuerdo de Paris:

- Fijó un límite de 2 °C de subida de la temperatura media de la Tierra a finales del presente siglo, pero con la intención de que no supere 1,5 °C, pues los efectos del calentamiento climático son imprevisibles y no lineales.
- Fue suscrito por casi todos los países del mundo, y eliminó la vieja distinción entre países industrializados y emergentes.
- Todos los países signatarios se comprometieron a aprobar sus propios «Planes Nacionales para la reducción de emisiones» (*Intended Nationally Determined Contributions* o INDCs). Una vez fijados voluntariamente por cada país, su cumplimiento será objeto de verificación internacional.
- Cada 5 años se medirá, aplicando a todos los países la misma metodología, el grado de cumplimiento de los objetivos nacionales y su suficiencia para alcanzar el objetivo global establecido.
- Se dotaría con un mínimo de 100.000 millones de dólares un «Fondo Verde» para ayudar a los países en desarrollo a desarrollar políticas de mitigación y adaptación al cambio climático.

El Acuerdo de París renunció, pues, a establecer objetivos de reducción de emisiones jurídicamente vinculantes y no creó ningún Leviatán que pudiera castigar a los incumplidores. Se limitó a establecer un mecanismo de transparencia y vigilancia colectiva de los compromisos de moderación de emisiones aceptados voluntariamente por los países signatarios.

El desafío de la descarbonización

Como señaló la Agencia Internacional de la Energía es su informe de octubre de 2018, las emisiones mundiales de CO_2, tras mantenerse estables en el periodo 2014-2016, aumentaron de nuevo un 1,6% en 2017 y previsiblemente lo siguie-

ron haciendo en 2018, lo que se aleja de la trayectoria precisa para alcanzar los objetivos fijados en París[34].

Para conseguirlos, sería preciso:

- Mejora de la eficiencia energética (esto es, menores emisiones por unidad de PIB).
- Cierre de centrales de carbón, salvo si tienen sistemas de confinamiento y captura de CO_2. Aquí no ha habido avances globales: aunque el uso de carbón en centrales eléctricas se ha reducido en Estados Unidos y Europa, sigue creciendo en los países emergentes, liderados por China e India.
- Inversión en generación renovable, aprovechando el abaratamiento en curso gracias a los avances tecnológicos, con aumento de las interconexiones (para favorecer la estabilidad del suministro agregado) y desarrollo de mecanismos que compensen la intermitencia del viento, el sol y el agua (como, por ejemplo, instalaciones de bombeo), así como uso de «redes inteligentes» que acompasen los ciclos y picos de demanda de electricidad al perfil de generación de electricidad.
- Uso de gas natural —el menos contaminante de los combustibles fósiles— como energía de transición.
- Generalización del vehículo eléctrico de pasajeros.
- Aplicar el principio «quien contamina paga» y, en consecuencia, imponer un coste a las emisiones de CO_2, ya sea mediante un impuesto especial (*carbon tax*) o un sistema de derechos de emisión negociables (*cap and trade* o *emissions trading system*). Aunque solo la Unión Europea, Australia y un limitado número de países o Estados (como California o Quebec) los tienen ya en marcha, muchos otros los están debatiendo[35].

El coste del CO_2 deberá ser tanto más elevado cuantos más bajos sean los precios del petróleo y demás hidrocarburos.

Factores favorables

Aunque los objetivos de la descarbonización y consecuente «transición energética» de la economía mundial se antojan heroicos, la lucha contra el cambio climático puede verse impulsada por algunos factores:

- La constatación por China y otros países emergentes de que las medidas para combatir el cambio climático sirven también para luchar contra la contaminación del aire, una grave causa de mortalidad.

[34] WEO, *op. cit.*

[35] El Banco Mundial sigue estas iniciativas en su «Carbon Pricing Dashboard», disponible en https://carbonpricingdashboard.worlbank.org/.

- La inclusión de la lucha contra el calentamiento climático como una dimensión de la lucha contra la pobreza mundial. Como parte de esa estrategia, los antiguos Objetivos de Desarrollo del Milenio (*Millenium Development Goals*) aprobados por Naciones Unidas en 2000 dieron paso en 2015 a los Objetivos de Desarrollo Sostenible 2030 (*Sustainable Development Goals* 2030), cuyo objetivo n.º 13 es, precisamente, «adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos»[36].
- La presión de muchos agentes financieros, como aseguradoras o inversores institucionales privados, convertidos en *the new climate change warriors*, contra aquellas empresas o proyectos que promueven los combustibles fósiles[37].
- La aceptación por grandes empresas (como Shell, o las integradas en la *Energy Transitions Commission*)[38] de compromisos voluntarios de lucha contra el calentamiento climático.
- Las iniciativas a favor de la descarbonización promovidas por entidades subnacionales (Estados, ciudades...) incluso en países —como Estados Unidos— cuyo Estado no quiere asumir compromisos firmes de limitaciones de emisiones.

Factores desfavorables

Pero muchos otros factores obstaculizarán el cumplimiento de los objetivos fijados en 2015 en París:

- Para los países emergentes, su prioridad política es lograr que todos sus ciudadanos tengan acceso a energía a precios razonables, no limitar las emisiones de CO_2 (aunque la lucha contra la polución obligará a China a renunciar al carbón).
- La hostilidad general frente a la energía nuclear —que se ha traducido en la falta de nueva inversión en esta fuente de energía e incluso en el cierre anticipado de instalaciones— hará preciso sustituir su producción por otra renovable y acrecentará la necesidad de nueva capacidad instalada de esa naturaleza.

---

[36] Asamblea General de Naciones Unidas, «Transformar nuestro mundo: la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible», Resolución A70/1, septiembre de 2015.

[37] Raval, AnJli y Mooney, Attracta, «The new climate change warriors», *Financial Times*, 28 de diciembre de 2018.

[38] Los múltiples informes preparados por esta coalición de grandes empresas decididas a luchar contra el cambio climático pueden encontrarse en http://www.energy-transitions.org/. Su actual presidente es Adair Turner, antiguo presidente de la *Financial Services Authority* del Reino Unido. Véase Turner, Adair «Swithc to a zero-carbon economy sooner rather than later», *Financial Times*, 23 de noviembre de 2018.

- El rechazo popular que podrá producir en muchos países el encarecimiento de los combustibles y de la electricidad que entrañarán los impuestos medioambientales o el encarecimiento de los derechos de emisión. Ese fenómeno quedó patente en Francia en noviembre de 2018, cuando las violentas manifestaciones de los «chalecos amarillos» (*gilets jaunes*) contra la subida de impuestos al gas-oil forzaron al gobierno del presidente Macron a dejarla en suspenso[39]. Pero lo ocurrido en Francia podría ser solo una primera manifestación de un «populismo anti-París» que podría acabar teniendo un alcance mucho más amplio[40].
- La revolución del *shale* ha convertido a Estados Unidos en el principal productor de hidrocarburos fósiles del mundo, lo que, junto a la presidencia del republicano Trump, ha hecho que Estados Unidos, lejos de actuar como un Leviatán que forzara a otros países a no escatimar esfuerzos en la lucha contra el cambio climático, parece haberse alineado con Rusia y los países de la OPEP en su oposición al cumplimiento de los objetivos del Acuerdo de París.

El dilema de la Unión Europea

A sabiendas del dilema del prisionero inherente a la lucha internacional contra el cambio climático, la Unión Europea optó por seguir cooperando en ese esfuerzo y, así, la Comisión Europea aprobó en noviembre de 2016 un ambicioso paquete de iniciativas sobre energía (*Clean Energy Package*) que tiene como horizonte el año 2030 y pretende hacer realidad los compromisos asumidos por la Unión Europea en el marco del Acuerdo de París.

Como ya se expuso, a la Unión Europea le interesa la descarbonización no solo por la lucha contra el cambio climático, sino también por razones de seguridad energética, dada su escasa producción de hidrocarburos fósiles.

Pero esas limitaciones también entrañan que las empresas industriales europeas —especialmente las que consumen mucha energía— tengan que soportar unos costes medioambientales que no pesan sobre los productores de otras partes del mundo.

Eso puede llevar, en presencia de un régimen de comercio internacional libre, sin ajustes en frontera por las cargas indirectas derivadas de derechos de emisión o impuestos sobre el carbono, a lo que Bernardo Velázquez, consejero delegado de la multinacional española Acerinox, denominó «paradoja medioambiental»[41] [42].

---

[39] «Macron forcé into climbdown on fuel taxes to quell violent protests», *Financial Times*, 5 de diciembre de 2018, primera página.

[40] Hook, Leslie, «Populismo vs Paris», *Financial Times*, 3 de diciembre de 2018.

[41] Velázquez, Bernardo, «China y la paradoja medioambiental», *Expansión*, 6 de junio de 2016, disponible en http://www.acerinox.com/es/acerinox-insights/insights/China-y-la-paradoja-mediombiental-Bernardo-Velzquez-CEO-de-Acerinox.

[42] Téngase presente que Manuel Conthe, autor de este artículo, fue desde 2011 hasta abril de 2019, consejero independiente de ACERINOX.

En efecto, en el caso del acero, China, sin las restricciones medioambientales aplicables en otras partes del mundo, se ha convertido en los últimos años en gran exportador neto. Pues bien, como la inmensa mayoría de los compradores de acero compran en función exclusivamente del precio y no toman en cuenta cuánto CO_2 han emitido la empresa que lo ha fabricado y la que lo ha transportado, cabe temer que la sustitución de acero europeo por acero chino importado más barato incrementará las emisiones totales de CO_2, no solo por la mayor emisión durante el proceso de fabricación del acero chino, sino también por las derivadas del transporte en barco hasta Europa, que representan del orden de un 20% más.

La solución teórica a ese problema la dio William Nordhaus, en su discurso en diciembre de 2018 cuando recibió el Premio Nobel de Economía: consistiría en que todos los países que apliquen un precio o impuesto a emisiones de CO_2 —cuyo nivel ideal cifró en 50 dólares por tonelada— formen un «club climático» y apliquen un gravamen en su frontera exterior a las importaciones procedentes de otros países[43].

Por desgracia, con presidentes republicanos en la Casa Blanca —y especialmente el Sr. Trump— esa propuesta teórica se antoja quimérica.

Conclusiones

1. Mientras el petróleo fue la fuente de energía mundial dominante y, además, los países de la OPEP —con Arabia Saudita a la cabeza— sus principales productores, estos vivieron un permanente «dilema del prisionero» en el que el deseo colectivo de controlar la oferta y elevar el precio se veía amenazado por la tentación de cada productor de saltarse su cuota para aumentar ingresos.

   Paradójicamente, esa restricción de la producción mundial inherente al acuerdo colusorio se vio favorecida por dos circunstancias ajenas a la OPEP:

   - Las iniciativas nacionalizadoras de la producción de petróleo, o el endurecimiento de sus condiciones de producción por las concesionarias privadas extranjeras, que —sobre todo, tras periodos de aumento del precio del petróleo— se vivieron en varios países.
   - Las guerras, sanciones económicas y demás acontecimientos políticos que mermaron la capacidad de producción y exportación de algunos grandes productores, como Irak e Irán.

   Esa actuación coordinada de los miembros de la OPEP, aunque produjo elevaciones bruscas del precio internacional del petróleo —como las ocurridas

[43] Nordhaus, William, «Climate Chage: The Ultimate Challenge for Economics», *Nobel Lecture in Economics Science*, Stockholm University, December 8, 2018, disponible en https://www.nobelprize.org/uploads/2018/10/nordhaus-slides.pdf

en 1973-1974 y en 1979-1980—, encontraba su principal límite en la reacción adversa de la economía mundial y, por ende, de la demanda global de petróleo cuando la subida de precios era excesiva.

2. La Unión Soviética nunca formó parte de la OPEP y la inestabilidad política y económica que acompañó a su disolución le privó de protagonismo como exportador internacional de petróleo. Pero, coincidiendo con la llegada al poder del presidente Vladimir Putin, Rusia, que siempre tuvo un papel hegemónico en el mercado del gas, ha pasado a ser también uno de los grandes productores de petróleo y, sin integrarse formalmente en la OPEP, ha coordinado con ella su actuación, dando origen a la que se ha llamado OPEP+.
3. Por fortuna, la llamada «revolución del *shale*» ha elevado de forma decisiva la producción de Estados Unidos no solo de gas natural, sino también de petróleo, y ha minado la capacidad de la OPEP para controlar el precio internacional del petróleo y ha reducido, en consecuencia, la importancia geopolítica de Oriente Medio.
4. Además de esa abundancia del nuevo petróleo no convencional, los esfuerzos de la Unión Europea y sus Estados miembros por diversificar sus fuentes de abastecimiento y favorecer la energía renovable ha disminuido el riesgo de verse forzados a jugar un «juego del gallina» en el que tuvieran que claudicar ante la amenaza de un corte de suministro. Gracias a esa estrategia, tales amenazas podrían ahora acabar siendo un «farol visto» (*called bluff*).
5. Las «bañeras» internacionales del petróleo y del CO_2 están interconectadas, pues cuando más petróleo circula y sale de la primera, tanto más CO_2 se acumula en la segunda y más aumenta la temperatura de la Tierra. Para que la bañera del CO_2 no se siga llenando, resultará preciso que en algún momento —en torno a mitad de siglo— deje de salir petróleo de su bañera, lo que dejará inmovilizadas y sin uso las reservas existentes.
6. La lucha internacional contra el calentamiento climático entraña otro grave «dilema del prisionero» que la comunidad internacional está intentando superar sin ningún Leviatán que sancione a quien no se esfuerce por cumplir límites vinculantes, sino a través de una aceptación voluntaria de limitaciones de emisiones que las sucesivas Conferencias de las Partes signatarias de la Convención Marco de Naciones Unidas se limitarán a medir con una metodología común y a hacer públicas.

   Ese frágil mecanismo institucional, aunque tenga a su favor un creciente apoyo de la sociedad civil en muchos países, podría verse entorpecido no solo por la tendencia al «escaqueo» (*free riding*) de muchos países, sino también por la activa oposición de la nueva coalición de grandes productores de hidrocarburos —Estados Unidos, Rusia y Arabia Saudita— que resultó visible en diciembre de 2018 en la COP-24 celebrada en Katowice.

La revolución del *shale* y el inicio de la lucha internacional contra el calentamiento climático han cambiado la geopolítica de la energía. Pero el suministro de energía a todo el planeta y esa lucha contra el cambio climático seguirán suscitando en las décadas futuras graves dilemas.

Capítulo segundo

El papel de Canadá en los mercados energéticos globales

Jennifer Winter

Resumen

El creciente uso del *fracturing* hidráulico y el consiguiente aumento de la producción de petróleo de esquisto y *tight oil*, así como de gas natural, han transformado los mercados energéticos de América del Norte. Estos cambios han sido particularmente perturbadores para Canadá, dado que Estados Unidos es su principal mercado de exportación y han supuestos una disrupción de los flujos comerciales históricos. Por si esto fuera poco, se producen una serie de cambios en las políticas energéticas y medioambientales de Canadá que han agravado los efectos de estos cambios en los mercados, recogidos en la legislación de los gobiernos federal y provinciales, así como un aumento de la oposición doméstica al desarrollo de energías. Este capítulo explora los efectos de estos cambios en los mercados y en la producción canadiense de petróleo y gas, a la vez que describe el impacto causado al papel de Canadá en los mercados energéticos globales.

Palabras clave

Fracturing hidráulico, *tight oil,* gas natural, Canadá, Estados Unidos, cambios en los mercados, políticas medioambientales.

Abstract

Increasing use of hydraulic fracturing and the subsequent rise of shale and tight oil and natural gas production has transformed North American energy markets. These changes have been particularly disruptive for Canada, as the United States is its primary export market and these changes have disrupted historical trade flows. Compounding the effects of market changes are a set of energy and environmental policy changes enacted by federal and provincial governments in Canada, as well as rising domestic opposition to energy development. This chapter explores the effects of these changes on Canadian oil and gas markets and production, and describes the impact on Canada's role in global energy markets.

Keywords

Hydraulic fracturing, tight oil, natural gas, Canada, United States, market changes, environmental policy.

Introducción

Canadá es una nación rica en recursos naturales, especialmente energéticos. A pesar de ello, o quizá debido precisamente a ello, los canadienses y los distintos gobiernos de Canadá se esfuerzan en determinar el ritmo apropiado de desarrollo y en encontrar el equilibrio entre el medio ambiente y el desarrollo económico. El tratamiento institucional del medio ambiente complica esta lucha en la confederación canadiense, así como la desigual distribución de los recursos energéticos en Canadá, hecho que crea tensiones entre las provincias consumidoras netas y las provincias productoras netas de energía. Los gobiernos federales, provinciales y territoriales de Canadá se mueven sobre una delicada línea, tratando de equilibrar el crecimiento económico con la administración medioambiental en un entorno cada vez más politizado. Este capítulo examina las tendencias más recientes en la política energética de Canadá, enfocándose en el desarrollo del petróleo y gas natural, y los retos a los que se enfrenta Canadá al ajustarse a unos parámetros y mercados globales cambiantes.

El desarrollo de los recursos energéticos de Canadá y, en consecuencia, la evolución de su política energética, se caracteriza por tres consideraciones principales[1]. En primer lugar, las tensiones entre las jurisdicciones federales y provinciales en cuanto al desarrollo y transporte de la energía. Las provincias controlan el desarrollo de los recursos energéticos dentro de sus fronteras, mientras que el transporte interprovincial y el desarrollo offshore se regulan a nivel federal. Las diferentes responsabilidades jurisdiccionales crean tensiones inter-regionales respecto al acceso a los mercados. Segundo: las dotaciones regionales para recursos dieron lugar a una disparidad en el desarrollo económico. En diversos periodos a lo largo de la historia de Canadá, las políticas federales han sido alternativamente pro-consumidor o pro-productor, beneficiando a algunas regiones a costa de otras y causando así mayores tensiones inter-regionales. En tercer lugar, el papel de los Estados Unidos como primer mercado de exportación, ha afectado a la cooperación interprovincial y a la coordinación de la política energética.

A pesar de las enormes dotaciones de recursos disponibles, el futuro de la producción canadiense de petróleo y gas ha pasado a ser incierto en estos últimos años. Históricamente, Canadá ha sido un exportador neto de ambos productos, casi exclusivamente a los Estados Unidos La revolución del esquisto ha dado como resultado un resurgimiento de la producción en los Estados Unidos, agravando las limitaciones de acceso al mercado. Esto, combinado con una serie de cambios de política y regulatorios, ha incrementado el riesgo político y la incertidumbre de los inversores.

[1] Jennifer Winter, «Making Energy Policy: The Canadian Experience,» en *Meeting the Paris Mandate: A Cross-National Comparison of Energy Policy-Making,* editores Lorna A. Greening, Patrice Geoffron y Raphael Heffron (Springer, 2019 [en la imprenta]).

En el caso del petróleo, existe un único oleoducto con acceso a la Costa oeste de Canadá; todos los demás envían la producción canadiense hacia el sur, a los Estados Unidos. Estos oleoductos están ya a su máxima capacidad, lo que lleva consigo la necesidad de realizar envíos también por ferrocarril. Los bajos precios del petróleo han exprimido aún más a los productores canadienses, una situación empeorada por los retrasos en la ampliación de la capacidad de oleoductos.

En el caso del gas natural, Canadá carece de instalaciones de exportación más allá de los oleoductos que van a los Estados Unidos. La reducción mantenida de las exportaciones a los Estados Unidos ha propiciado un importante interés en la construcción de terminales de exportación de GNL, tanto en la Costa oeste como en la Costa este. Aunque hasta ahora los proyectos han ido muy lentos en alcanzar un punto más allá de su planificación. Algunos de esos proyectos incluso se han paralizado o cancelado por el empeoramiento de las condiciones del mercado.

Canadá posee un marco regulatorio sólido y responsable en lo que afecta al desarrollo de la energía a todos los niveles de gobierno. No obstante, el desarrollo de la energía y la infraestructura energética son motivo de fuerte controversia. Los oleoductos están sometidos a una gran oposición, debido a que las comunidades a través del territorio canadiense protestan porque traen riesgos de derrames y no dejan ningún beneficio. Este debate se empeora con las declaraciones de los políticos a favor y en contra de varios proyectos de oleoductos, incrementando su politización.

El incremento de la politización contribuye a la incertidumbre, lo que ha sido y sigue siendo un motivo de detrimento de las inversiones empresariales. Lo anterior, combinado con los bajos precios del petróleo y del gas, deja muy poco claro el futuro y alcance de las exportaciones canadienses. Sumado a la complejidad de los mercados energéticos de Canadá, hay que mencionar los numerosos cambios de política sufridos durante la pasada década, unos cambios que han transformado el entorno económico y regulatorio. Los cambios de política pueden añadir y, de hecho, añaden y añadirán costes a la producción de energía. La única esperanza sería que los recientes cambios en la política y regulaciones medioambientales allanen el camino a una discusión más constructiva y menos enfrentada sobre el papel de Canadá como productor y exportador de energía. Esto, más aún que los precios globales, es lo que determinará la dirección a seguir por la producción canadiense de petróleo y gas.

Antecedentes y contexto

El uso de la energía apuntala la economía global y Canadá no es una excepción. Existe una clara y positiva correlación entre el uso de la energía y la actividad económica. Incluso en el escenario más exigente de la Agencia Internacional de la Energía —en el que el mundo cumpliera los compromisos relativos a los ob-

jetivos del cambio climático, la calidad del aire y el acceso a formas modernas de energía— se proyecta un uso substancial y continuado del petróleo, el carbón y el gas natural[2]. Hay futuro con continuidad para los combustibles fósiles, en particular, para el gas natural y es una oportunidad para Canadá.

Sin embargo, el aumento del consenso global en cuanto a la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero significa que no todos los productores de energía tendrán un papel importante en los suministros globales de energía. Una pregunta todavía sin respuesta sería: ¿qué países continuarán produciendo hidrocarburos?, y ¿será Canadá uno de esos países? Canadá posee la ventaja de tener gobiernos estables, instituciones fuertes, regulaciones medioambientales exigentes y, en general, políticas estables.

Los recientes cambios de política agresivos por parte de los gobiernos canadienses han causado una incertidumbre política, regulatoria e inversionista[3]. Además, Canadá está limitado por la ausencia de una infraestructura actualizada de exportación y, en el caso del petróleo, se encuentra en el extremo superior de la curva de costes. La falta de acceso a los mercados ha exacerbado los desafíos de la industria ante los bajos precios de los productos básicos. En su conjunto, todo lo anterior crea una imagen no precisamente de «color de rosa» para el futuro del desarrollo del petróleo y gas en Canadá. No obstante, hay un gran potencial de mejora si los cambios en las políticas pudieran ayudar a Canadá a superar finalmente la última década de agrio y caótico debate sobre el desarrollo energético y facilitasen un entorno económico más seguro.

Esta sección proporciona, en un contexto global, un examen de los recientes cambios en el mercado de la energía de Canadá y un breve análisis de los cambios de las políticas en el país, preparando el contexto para el resto de este capítulo.

Recursos energéticos de Canadá

Como ya se ha dicho anteriormente, Canadá es una nación muy rica en recursos energéticos. En 2015, Canadá se situaba entre los diez primeros (y a menudo entre los cinco primeros) en la mayoría de sus recursos energéticos (medidos en términos de reservas, producción y exportaciones), comparado con el resto del mundo (Tabla 1). Generalmente, la seguridad energética no es un problema (lo fue en el pasado)[4], aunque el ritmo y alcance del desarrollo de los recursos sí

[2] International Energy Agency, «World Energy Outlook 2018», 2018.

[3] Dave McKay, «A New Silicon Valley». Royal Bank of Canada, 2018.

[4] La excepción es el norte de Canadá, donde las distancias y la falta de una red de infraestructuras hacen que la energía sea muy cara mientras que el clima tan frío obliga a un mayor uso de energía per cápita. Para más detalles, ver National Energy Board, «Energy Use in Canada's North: An Overview of Yukon, Northwest Territories, and Nunavut – Energy Facts», https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/archive/2011nrgsncndnrthfct/nrgsncndnrthfct-eng.html.

lo ha sido, así como el acceso a los mercados de exportación (tanto domésticos como internacionales).

Recurso	Reservas probadas / Capacidad	Producción	Exportaciones
Petróleo	**3.º**	**4.º**	**3.º**
Gas natural	**17.º**	**5.º**	**4.º**
Carbón	**15.º**	**12.º**	**8.º**
Uranio	**4.º**	**2.º**	**2.º**
Electricidad	**7.º**	**6.º**	**3.º**
Energías renovables	**-**	**7.º**	**-**
Energía hidráulica	**4.º**	**2.º**	**-**
Eólica	**7.º**	**-**	**-**
Biocombustibles	**-**	**5.º**	**-**

Tabla 1: Clasificación de la Producción y Reservas de Energía en Canadá con relación a otros países, 2015. Fuente: Natural Resources Canada. 2016. «Energy Fact Book 2016-2017». Nota: Las clasificaciones están basadas en las reservas probadas de petróleo, gas natural, carbón y uranio y en la capacidad para el resto de fuentes de energía

Los recursos energéticos de Canadá están geográficamente dispersos. La mayor parte de los recursos de hidrocarburos se encuentran en la parte occidental del país, como su producción más histórica y actual. Respecto al petróleo, el 70% de su producción histórica procede de fuentes convencionales, mientras el restante 30% procede de las arenas petrolíferas. (Figura 1). Las arenas petrolíferas corresponden al 92% del resto de reservas establecidas, dominando las reservas potenciales y de ellas se espera que soporten la mayoría del crecimiento de la producción hasta 2040[5].

Al igual que con el petróleo, la mayoría de los recursos de gas natural de Canadá están concentrados en el oeste de Canadá, donde también se encuentran la mayoría de las fuentes de producción[6]. A finales de 2016, aproximadamente el 81% de las reservas comercializables estaban en el oeste de Canadá, de los cuales el 42% corresponde a gas no-convencional[7]. Las áreas fronterizas (*offsore* de la Costa oeste, el Ártico, los territorios del Este y el Canadá Atlántico) contaban con el 19% de las reservas potenciales. El desarrollo de los recursos en las áreas fronterizas dependerá de los cambios de política, en particular en lo que se refiere a las perforaciones *offsore* y el *fracturing* hidráulico. Se espera que las reservas de gas natural del Oeste de Canadá soporten la mayor parte de la producción futura, hasta 2040[8].

5 «Canada's Energy Future 2018: Energy Supply and Demand Projections to 2040». 2018.
6 «Canada's Energy Future 2018: Energy Supply and Demand Projections to 2040».
7 «Canada's Energy Future 2017: Energy Supply and Demand Projections to 2040» (2017).
8 «Canada's Energy Future 2018: Energy Supply and Demand Projections to 2040».

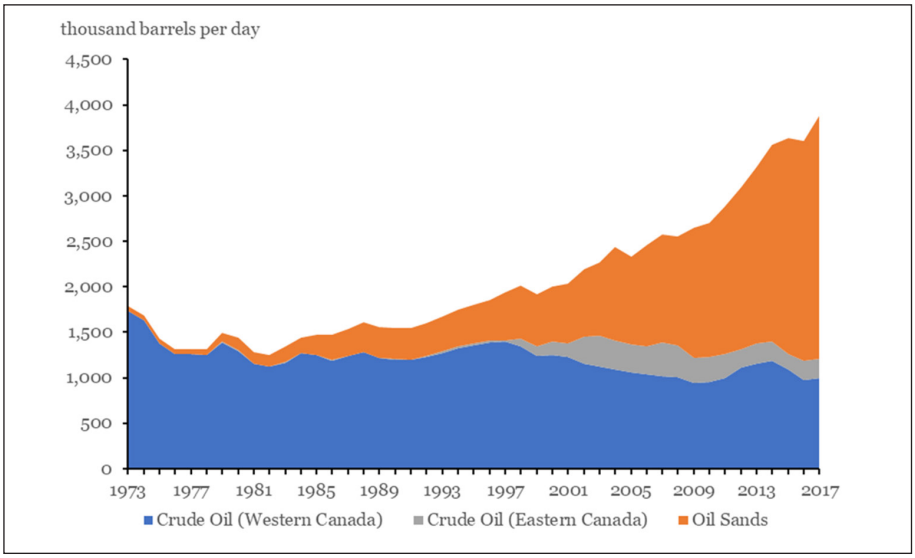


Figura 1: Producción de petróleo crudo en Canadá, por tipo y región, 1973-2017. Fuente: CAPP, «2018 Statistical Handbook: Canadian Crude Oil Production and Canadian Oil Sands Production – Synthetic and Bitumen». Nota: El incremento de la producción de petróleo crudo no procedente de arenas petrolíferas en el oeste de Canadá, que comenzó en 2009, se atribuye al aumento del tight oil. Los datos de la producción anual de tight oil no están disponibles. Sin embargo, una noticia dada en forma de Market Snapshot por el National Energy Board, en octubre de 2014 indica que la producción de tight oil en el Oeste del Canadá ha crecido desde aproximadamente cero en 2005 hasta más de 400.000 barriles /día en 2014

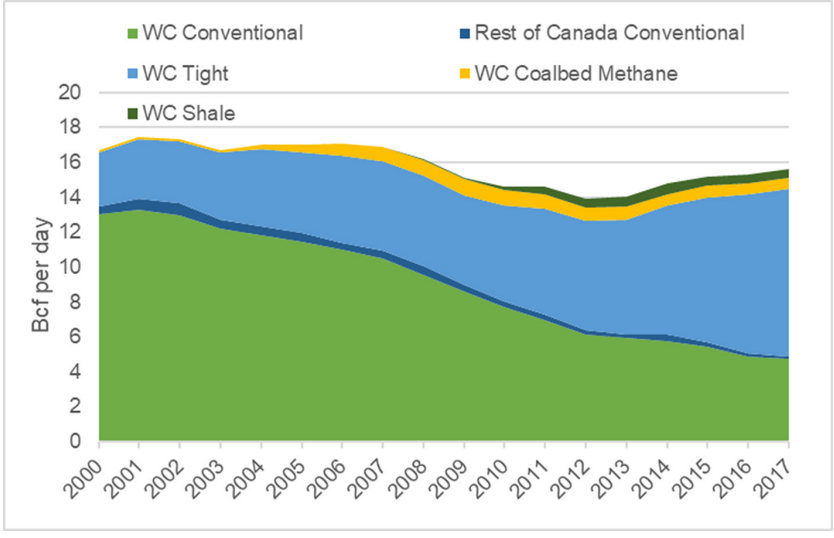


Figura 2: Producción de gas natural de Canadá, por tipo y región, 2000-2017. Fuente: National Energy Board, «Canada's Energy Future 2018: Energy Supply and Demand Projections to 2040» (2018). Nota: WC se refiere al oeste de Canadá

Como consecuencia de la disparidad geográfica de los recursos energéticos, la tensión regional causada por la política energética impacta de forma diferenciada sobre consumidores y productores. Esta característica es propia de muchas de las discusiones políticas en Canadá, tanto históricamente como en la actualidad[9]. Aunque la discusión detallada de estas tensiones está fuera del alcance de este capítulo, en general, se trata de la distribución de los beneficios y costes del desarrollo energético.

Trade de energía en Canadá

Los intercambios con los Estados Unidos han dominado, a lo largo de la historia, las relaciones comerciales de Canadá. Esta tónica es todavía más fuerte con las transacciones energéticas. Con muy pocas excepciones, la totalidad de las exportaciones de petróleo y gas natural de Canadá se destinan a los Estados Unidos.

La Figura 3 muestra la producción de petróleo, el consumo doméstico y las importaciones y exportaciones, en volumen, entre 1985 y 2015. La caída del uso doméstico iniciada a mediados de la primera década del siglo xxi se correspondió con un incremento de la producción y las exportaciones. El comercio interior en Canadá es pequeño, especialmente en comparación con el comercio con los Estados Unidos, resultado de las limitadas infraestructuras de oleoductos que apoyan el comercio interprovincial. Los mercados del este de Canadá tienen más fácil el suministro gracias a las importaciones internacionales a través de petroleros y los Estados Unidos constituyen un mercado sensiblemente mayor para los productores del oeste de Canadá.

Las exportaciones, como parte de la producción, se incrementaron desde el 31% en 1985 hasta el 78% en 2015, todas ellas absorbidas por el mercado de los Estados Unidos. Como se ha señalado arriba, los Estados Unidos como mercado de exportación son completamente dominantes: entre 1985 y 2015, una media del 99% de las exportaciones canadienses de petróleo y su equivalente en volumen, se destinaron a los Estados Unidos. Este hecho se encuentra relacionado con la proximidad de los Estados Unidos y el tamaño de sus mercados. Las propuestas de oleoductos para la exportación a mercados alternativos solo se han empezado a desarrollar en los últimos diez años como respuesta a los cambios observados en las bases del mercado norteamericano (hecho que comentaremos más adelante).

En relación al gas natural, a finales de los años cuarenta se tomó una decisión política deliberada: suministrar el este de Canadá con la producción de gas natural del oeste de Canadá, asentando así una forma de comercio diferente del mismo[10]. Como resultado, la producción doméstica soportó la mayor parte del

[9] Winter, «Making Energy Policy: The Canadian Experience».
[10] Ídem.

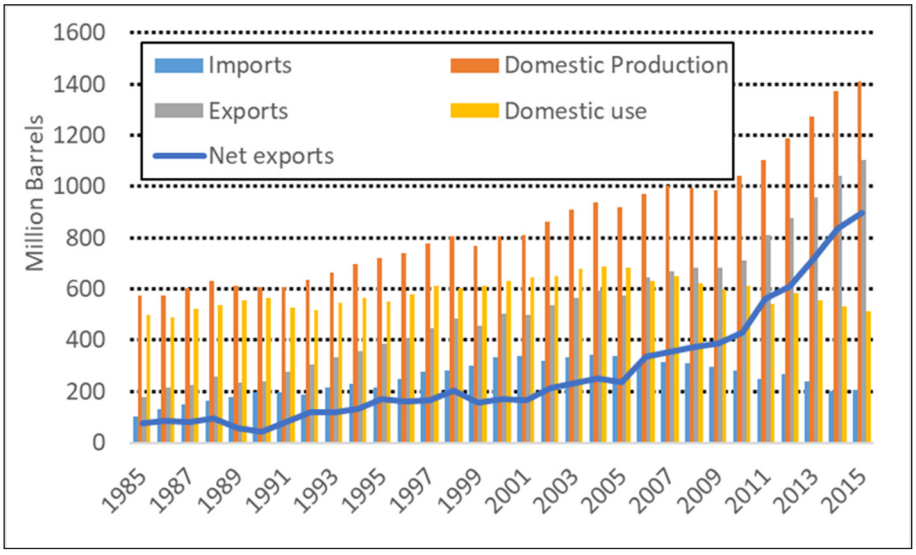


Figura 3: Producción y consumo de petróleo en Canadá (millones de barriles), 1985-2015. Fuente: Estadísticas de Canadá. Tabla 25-10-0014-01: Petróleo crudo y equivalente, suministro y disposición mensual (x 1,000). Nota: El uso doméstico incluye el consumo en refinerías, los cambios de inventario, las entregas a otros compradores y las pérdidas y ajustes

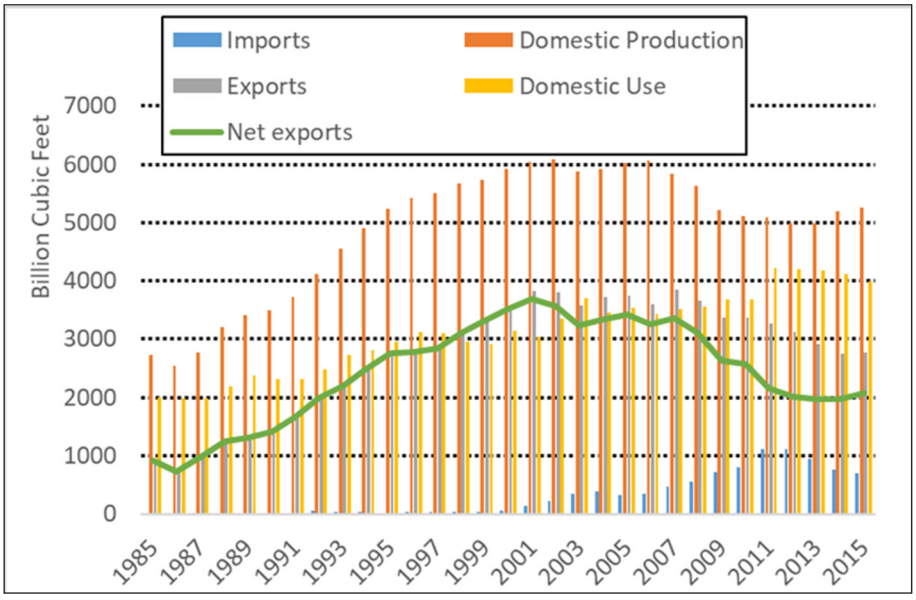


Figura 4: Producción y consumo de gas natural de Canadá (millones de metros cúbicos), 1985-2015. Fuente: Estadísticas de Canadá. Tabla 25-10-0047-01: Gas Natural, suministro y disposición mensuales (x 1.000.000). Nota: El uso doméstico incluye las ventas de las «utilities», las ventas directas, entregas para almacenamiento, combustible y pérdidas en oleoductos; y ajustes

consumo doméstico con muy pocas importaciones y todo el exceso de producción se exportó a los Estados Unidos (Figura 4). Sin embargo, desde mediados de la primera década del siglo XXI, el gas del oeste de Canadá que suplía a los mercados del este de Canadá y a los Estados Unidos, empezó a ser sustituido por gas norteamericano. La caída de dos de los principales mercados de exportación de gas del oeste de Canadá ha causado una depresión de los precios del gas natural de pozo, en el oeste de Canadá, y también ha obligado a pensar en el gas natural licuado como alternativa para la exportación (algo que comentaremos más adelante).

Teniendo en cuenta el alcance de las dotaciones para recursos energéticos canadienses y los modelos clásicos de comercio energético, la atención se dirige en la actualidad a los avances recientes en la política energética de Canadá, relevantes para la producción de petróleo y gas natural. Con carácter previo a la discusión que tendremos a continuación, la disparidad geográfica de los recursos ha creado tensiones regionales en cuanto a los beneficios y costes relativos del desarrollo energético para cada región, así como en cuanto al simple hecho de que las provincias más pobladas son importadoras netas de energía.

Cambio de política y su incertidumbre creciente

La incertidumbre política está creciendo de forma global[11] y Canadá no es una excepción (Figura 5). A aquellos que están en el sector de la energía, sin embargo, este resultado no puede sorprenderles. La combinación de los numerosos cambios políticos, un marco regulatorio difícil, los retos para el acceso a los mercados, la judicialización de las propuestas de oleoductos y una creciente preocupación por los impactos medioambientales del desarrollo energético han incrementado la incertidumbre y han disminuido la confianza del inversor en Canadá. Esto se hace patente si se observa la reducción de las inversiones en Canadá[12].

Los grandes cambios de política, tanto federales como provinciales, han impactado en la confianza del inversor en el sector petrolero y gasístico de Canadá. Las condiciones de mercado cambiantes y la mayor preocupación por los impactos medioambientales en el desarrollo energético (especialmente el petrolífero) han hecho saltar una controversia doméstica sobre el desarrollo de oleoductos. Desde 2012, se han introducido numerosos cambios de política en el espacio energético de Canadá, con gran impacto en el sector energético. A nivel federal, estos cambios incluyen el cambio regulatorio, así como las cada vez más exigentes políticas medioambientales.

---

11 Hites Ahir, Nicholas Bloom, and Davide Furceri, «The World Uncertainty Index». 2018.

12 National Energy Board, «Market Snapshot: Investment in Canada's Oil and Gas Sector Declined from 2014 High», http://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/snpsht/2018/08-01nvstmntcndl-eng.html.

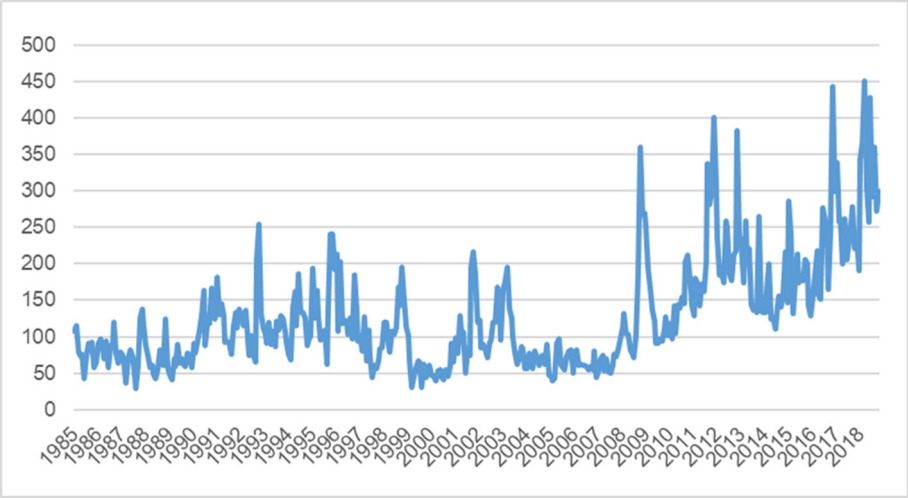


Figura 5: Incertidumbre de la política económica en Canadá, mensual, de 1996 a 2018. Fuente: Incertidumbre de la Política Económica, «Canada Monthly Index», http://www.policyuncertainty.com/canada_monthly.html. (Último acceso 30 de noviembre de 2018)

El primer gran cambio de relevancia en el sector energético está relacionado con la inversión exterior en el sector energético. En 2012, el gobierno federal comenzó una revisión de la inversión extranjera en el sector energético, propiciada por los intentos de China National Oil Corporation de adquirir la empresa de arenas petrolíferas Nexen y los esfuerzos de la Malasia Petronas de comprar la empresa de gas natural E&P *Progress Energy*. De conformidad con la Ley de Inversiones de Canadá (*Investment Canada* Act, 1985), el Gobierno de Canadá está obligado a revisar y aprobar la inversión exterior por encima de un umbral en el valor de los activos (1.000 millones de dólares canadienses para las inversiones WTO en 2018[13], 1.500 millones de dólares canadienses para las inversiones mediante acuerdos comerciales, y 398 millones de dólares si el inversor extranjero es una empresa pública estatal), con el fin de determinar si la adquisición conlleva un beneficio neto para Canadá[14,15]. Las adquisiciones fueron finalmente aprobadas, pero el Ministerio de Industria declaró después que la adquisición de una empresa de arenas petrolíferas canadiense y, por extensión, la de otras empresas del sector energético, por parte de una empresa estatal extranjera, «solo sería permitida, en caso de encontrarse con que esa adquisición ofrece un beneficio neto en bases excepcionales»[16].

---

13 El valor umbral aumenta anualmente basado en el crecimiento del PIB.

14 Canada, «Investment Canada Act (R.S.C., 1985, C.28 [1st Supp])».

15 Gobierno de Canada, «Investment Canada Act: Thresholds», https://www.ic.gc.ca/eic/site/ica-lic.nsf/eng/h_lk00050.html.

16 «Government of Canada Releases Policy Statement and Revised Guidelines for Investments by State-Owned Enterprises», http://news.gc.ca/web/article-en.do?nid=711489.

También en 2012, el Gobierno de Canadá introdujo cambios en las leyes *Canadian Environmental Assessment Act* y *National Energy Board Act* que crearon tablas horarias fijas para la revisión de los proyectos y cambiaron el proceso de comprobación de la evaluación medioambiental[17] [18]. Estos cambios fueron muy criticados porque limitaban la capacidad de los actores para participar en procesos regulatorios federales y reducían la exhaustividad de las revisiones regulatorias y las evaluaciones medioambientales[19]. Los políticos de la oposición respondieron a los cambios reclamando que los canadienses habían perdido la confianza en el *National Energy Board* (NEB) y sus procesos. Estas protestas fueron parcialmente apoyadas por declaraciones de políticos federales con anterioridad a la proclamación de los cambios. En 2011, el ministro de Recursos Naturales Joe Olivier declaró en relación a un oleoducto que se encontraba entonces en revisión, que era «de interés nacional»[20]. Esta afirmación se realizó durante la evaluación del NEB y antes de su recomendación formal del oleoducto, dando paso así a la percepción de que el proceso del NEB era irrelevante para la decisión final del gobierno. Se han producido manifestaciones similares de políticos de provincias en apoyo de sus respectivos sectores energéticos[21]

Exacerbar la politización y las controversias alrededor de los oleoductos y de los proyectos energéticos en general, lleva al tema de los beneficios (adjudicándolos a las provincias productoras, predominantemente Alberta) y de los riesgos y costes por derrames en los oleoductos (asignándose estos a las provincias no productoras). Como resultado, el Gobierno de British Columbia planteó en 2012 cinco condiciones para aceptar oleoductos de petróleo pesado[22] mientras que los Gobiernos de Ontario y Quebec plantearon siete condiciones en 2014[23]. Relacionando todo ello, las preocupaciones de los ciudadanos y de los grupos de presión medioambientalistas respecto a los impactos de los desarrollos energéticos en el medioambiente, han derivado en protestas y demandas judiciales

---

17 El *National Energy Board* es el regulador federal de Canadá en el campo de la energía. Actualmente es el responsable de efectuar recomendaciones de interés público al Gobierno de Canadá respecto a los méritos de los proyectos de infraestructura energética.

18 Para un mayor detalle sobre la evolución de la política energética de Canadá, ver Winter, *Making Energy Policy: The Canadian Experience*.

19 John Colton *et al.*, «Energy Projects, Social Licence, Public Acceptance and Regulatory Systems in Canada: A White Paper». *The School of Public Policy Publications* 9, no. 20, 2016.

20 Claudia Cattaneo, «Northern Gateway Won't Succumb to Keystone's Fate». *Financial Post*, 2011.

21 Por ejemplo, los políticos de Alberta manifiestan normalmente apoyo a los oleoductos de exportación de petróleo, mientras que los políticos de British Columbia llevan la voz en defensa de los nuevos desarrollos de GNL.

22 Gobierno de British Columbia, «British Columbia Outlines Requirements for Heavy Oil Pipelines Consideration», https://news.gov.bc.ca/stories/british-columbia-outlines-requirements-for-heavy-oil-pipeline-consideration.

23 Adrian Morrow, «Premiers Wynne and Couillard Set Seven Criteria for Energy East». *The Globe and Mail*, 21 de noviembre de 2014.

contra decisiones del Gobierno o del NEB que afectan al interés público en el caso de oleoductos y otros proyectos energéticos[24].

Un relevo en el poder a nivel federal ocurrido en 2015 de los Conservadores de centro-derecha a los Liberales de centro izquierda propició un cambio de dirección de la política energética y medioambiental en Canadá. Una importante iniciativa política de los liberales iniciada a finales de 2016 consistió en la investigación por un panel de expertos del National Energy Board (mandato, gobierno, papel en la toma de decisiones de grandes proyectos, y participación pública e implicación de los pueblos indígenas afectados)[25] [26] y del Canadian *Environmental Assessment Agency* (responsable de las evaluaciones medioambientales)[27] [28] [29]. Estas dos investigaciones llevaron en 2018 a cambios de política sustanciales y generalizados, que probablemente tarden, no meses, sino años en ser aplicados, cambiando la forma y proceso de la regulación federal sobre energía[30] [31]. Resulta interesante que un cambio clave en 2012, que politizó la decisión final sobre el reconocimiento del interés público, se mantuvo también entre los cambios de 2018[32]. Con esto se espera que se mantenga e incluso se aumente el riesgo político que los promotores de un proyecto consideran al

---

[24] National Energy Board, «Court Challenges to National Energy Board or Governor in Council Decisions», https://www.neb-one.gc.ca/pplctnflng/crt/index-eng.html.

[25] Gobierno de Canadá, «National Energy Board Modernization: Panel de Expertos», https://www.neb-modernization.ca/neb-welcome.

[26] Helene Lauzon *et al.*, *Forward, Together – Enabling Canada's Clean, Safe and Secure Energy Future*, 2017.

[27] Gobierno de Canadá, «Consultation Paper on Approach to Revising the Project List: A Proposed Impact Assessment System», n. d.

[28] «A Proposed New Impact Assessment System», https://www.canada.ca/en/services/environment/conservation/assessments/environmental-reviews/environmental-assessment-processes.html.

[29] Johanne Gelinas *et al.*, *Building Common Ground: A New Vision for Impact Assessment in Canada*, 2017.

[30] Jennifer Winter, «Big Changes Ahead for Energy Regulation in Canada». *The School of Public Policy Blog* (2018), https://www.policyschool.ca/big-changes-ahead-energy-regulation-canada/.

[31] Los detalles concretos están fuera del alcance de este capítulo. Para más detalles, consultar: (1) Martin Olszynski, «In Search of #Betterrules: An Overview of Federal Environmental Bills C-68 and C-69». *ABlawg* (2018), https://ablawg.ca/2018/02/15/in-search-of-betterrules-an-overview-of-federal-environmental-bills-c-68-and-c-69/. (2) Sharon Mascher, «Bill C-69 and the Proposed Impact Assessment Act: Rebuilding Trust or Continuing the "Trust Us" Approach to Triggering Federal Impact Assessment?». *ABlawg* (2018), https://ablawg.ca/2018/03/29/bill-c-69-and-the-proposed-impact-assessment-act-rebuilding-trust-or-continuing-the-trust-us-approach-to-triggering-federal-impact-assessment/. (3) David Laidlaw, «Bill C-69, the Impact Assessment Act, and Indigenous Process Considerations». *ABlawg* (2018), https://ablawg.ca/2018/03/15/bill-c-69-the-impact-assessment-act-and-indigenous-process-considerations/. (4) David V. Wright, «Indigenous Engagement and Consideration in the Newly Proposed Impact Assessment Act: The Fog Persists». *ABlawg* (2018), https://ablawg.ca/2018/02/27/indigenous-engagement-and-consideration-in-the-newly-proposed-impact-assessment-act-the-fog-persists/. (5) Winter, «Big Changes Ahead for Energy Regulation in Canada».

[32] Olszynski, «In Search of #Betterrules: An Overview of Federal Environmental Bills C-68 and C-69».

tomar decisiones sobre la inversión. Por otra parte, el actual gobierno federal ha invertido un capital político significativo en promover estos cambios regulatorios, por lo que tiene un interés legítimo en comprobar cómo el nuevo proceso regulatorio desemboca en resultados positivos y puntuales para los inversores.

El incremento del riesgo político de Canadá nace de varias decisiones políticas tomadas por el Gobierno de Canadá desde 2016. En noviembre de 2016 el primer ministro Justin Trudeau aprobó dos de los oleoductos propuestos y rechazó un tercero[33]. Al mismo tiempo, el gobierno federal anunció su intención de prohibir petroleros en la costa norte de British Columbia, una acción que se encuentra actualmente en tramitación a través del proceso legislativo[34]. Esta prohibición está siendo contestada por el B. C. First Nations[35]. Otra acción de política federal a finales de 2016, conjuntamente con la Administración de Obama, consistió en hacer que las aguas del Ártico cercanas a las nuevas exploraciones de petróleo y gas pertenecieran a Canadá[36].

También son muy relevantes para esta discusión, una serie de decisiones judiciales que apuntan al fallo de La Corona en cumplir su obligación frente a los Pueblos Indígenas. Los gobiernos provinciales y federal en Canadá (La Corona) tienen la obligación de realizar las consultas pertinentes para acomodarse a los tratados establecidos entre el Gobierno y los aborígenes. Esto es necesario para intentar no afectar negativamente los derechos que surjan de dichos tratados en la realización de ciertas acciones por parte de La Corona, como puede ser la aprobación de un proyecto energético[37]. Este fallo supone en la actualidad un problema estructural para el desarrollo de la energía en Canadá, con un proyecto tras otro sometidos a la incertidumbre de los tribunales cuando los grupos indígenas alegan el fallo de La Corona al no efectuar la consulta de forma juiciosa. Según la casuística judicial evoluciona, la certeza va creciendo, pero el hecho de que esto es en sí mismo un asunto político resuelto en tribunales en vez de por los propios gobiernos, expone a los promotores de los proyectos a un riesgo considerable.

Los gobiernos de Canadá han dado también grandes pasos para reformar las políticas medioambientales enfocándolas a reducir las emisiones de gas de

---

33 Los detalles se discuten a continuación.

34 Gobierno de Canadá, «Oil Taker Moratorium on British Columbia's Coast», https://www.tc.gc.ca/eng/marinesafety/oil-tanker-moratorium-british-columbia-north-coast.html.

35 Un grupo de B. C. First Nations ha propuesto un oleoducto de petróleo desde Alberta a la costa norte de British Columbia, y si la prohibición de petroleros tuviera éxito se forzaría a que tomasen la ruta de Alaska. Este oleoducto no se ha propuesto todavía formalmente, por lo que está excluido del análisis que se presenta a continuación. Ver Claudia Cattaneo, «"An Unjustified Infringement": First Nation Sues Ottawa, British Columbia over Oil Tanker Ban», 2018.

36 Indigenous and Northern Affairs Canada, «Faqs on Actions Being Taken under the Canada-Us Joint Arctic Statement», http://www.aadnc-aandc.gc.ca/eng/1482262705012/1482262722874.

37 Los términos «Aborigen» y «Tratado» tienen definiciones que los distinguen en la legislación canadiense.

efecto invernadero (GHG) y a mitigar los impactos del cambio climático. Una plataforma clave del plan federal-provincial-territorial denominado *Pan Canadian Framework on Clean Growth and Climate Change* se refiere al precio del carbono a lo largo y ancho de Canadá[38]. Estas reformas de la política medioambiental afectan al desarrollo energético a través de los cambios en las regulaciones ambientales y los incrementos de coste para las empresas por el precio del carbono. También se están desarrollando a nivel federal nuevas regulaciones sobre el metano que, sin duda, impactarán en los productores de gas natural cuando estos ya están inmersos en un entorno de precios, de por sí complicado. La mitigación de estos impactos se hace en un sistema de precios diferente, el cual aplica un precio a las emisiones industriales y al mismo tiempo proporciona un subsidio por unidad de producción (definido por puntos de referencia a nivel industrial) para reducir el aumento de coste[39] [40].

Parte del Plan de Liderazgo del Clima de Alberta, presentado en 2015, consiste en un techo legislado sobre las emisiones totales procedentes de las arenas petrolíferas, de 100 millones de toneladas al año. Sin embargo, no restringirá necesariamente la producción. Con base en las intensidades de emisión medias en 2014, las emisiones de arenas petrolíferas debidas solo a producción no excederán el límite de 100 millones de toneladas hasta 2038. Si los productores de arenas petrolíferas reducen sus intensidades de emisión —el esquema de precios por las emisiones de los grandes emisores de Alberta se suma al incentivo económico ya existente— entonces será bastante posible que este techo nunca llegue a ser en realidad vinculante.

Por último, las renegociaciones del Acuerdo de Libre Comercio de América del Norte (NAFTA) durante 2017 y 2018, propiciadas por la Administración de Trump, también contribuyeron al riesgo político y a la incertidumbre. Aunque las negociaciones no afectaron directamente al sector de la energía, sí contribuyeron a la incertidumbre general en cuanto a la economía de Canadá y el futuro de su relación comercial con los Estados Unidos.

De forma combinada, estos cambios de política han modificado ampliamente los cálculos del desarrollo energético en Canadá, y han reafirmado el riesgo político. Estos cambios han enviado señales mezcladas a los inversores y han incrementado la complejidad regulatoria[41]. Considerando este contexto político más amplio, vamos a acometer ahora una discusión sobre el estado de la industria energética de Canadá y sus tendencias futuras.

---

[38] Gobierno de Canadá, «Pan-Canadian Framework on Clean Growth and Climate Change», http://publications.gc.ca/collections/collection_2017/eccc/En4-294-2016-eng.pdf.

[39] Sarah Dobson *et al*., «The Ground Rules for Effective OBAs: Principles for Addressing Carbon-Pricing Competitiveness Concerns through the Use of Output-Based Allocations». *The School of Public Policy Publications* 10, no. 17 (2017).

[40] Sarah Dobson y Jennifer Winter, «Assessing Policy Support for Emissions-Intensive and Trade-Exposed Industries», ibíd. 11, no. 28 (2018).

[41] McKay, *A New Silicon Valley*.

¿Un suministrador de energía para el futuro?

Canadá dispone de recursos para ser un suministrador significativo de los mercados mundiales del petróleo y del gas natural. Aún con ello, una combinación de decisiones políticas y fuerzas del mercado han obstaculizado este potencial hasta la fecha. Esta sección examina y explica el contexto actual del desarrollo del petróleo y del gas natural en Canadá y al mismo tiempo identifica oportunidades para el futuro.

El futuro del petróleo canadiense

Contexto actual

Los mercados de petróleo de América del Norte han cambiado significativamente en estos años, con una mayor producción de los Estados Unidos —principalmente por los campos de esquistos que producen petróleos ligeros— y con una producción cada vez mayor de petróleos pesados de las arenas petrolíferas canadienses, que han dado lugar al correspondiente reajuste de los flujos comerciales.

Los Estados Unidos constituyen el mayor mercado para el petróleo de Canadá y han recibido el 99% de sus exportaciones durante los últimos 30 años. Los *Petroleum Administrative Defence Districts* (PADDs) vigilan los movimientos de petróleo dentro de los Estados Unidos[42]. Debido a la infraestructura existente, la mayoría de las exportaciones de Canadá hacia América se envían a PADD 2, el medio oeste de los Estados Unidos (Figura 6). Más recientemente, las exportaciones de Canadá al PADD 3 (costa del Golfo, de los Estados Unidos) se han incrementado como consecuencia de los excesos de suministro en el medio oeste norteamericano (derivado del aumento del suministro de *tight oil* ligero en los Estados Unidos), las limitaciones en infraestructuras y el aumento de la producción de arenas petrolíferas en Alberta. Las exportaciones a PADD 3 se incrementaron desde el 5% de las exportaciones hacia los Estados Unidos en 2013, hasta un 16% en 2017[43]. Estos cambios en la producción han tenido un impacto significativo en los precios del petróleo de América del Norte.

---

[42] Hay cinco PADDs en los Estados Unidos; PADD 1 es la Costa este, PADD 2 es el medio oeste, PADD 3 es la costa del Golfo, PADD 4 es la región de las Montañas Rocosas y PADD 5 es la costa oeste. El sistema PADD se estableció originalmente en la Segunda Guerra Mundial y se utiliza actualmente para el análisis regional de los suministros y movimientos de petróleo crudo y productos derivados del petróleo.
Fuente: Administración de Información sobre Energía de los Estados Unidos, «PADD regions enable regional analysis of petroleum product supply and movements», *Today in Energy*, 7 de febrero de 2012, http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=4890.

[43] National Energy Board, «2017 Crude Oil Annual Export Summary», 13 de abril de 2018, http://www.neb-one.gc.ca/nrg/sttstc/crdlndptrlmprdct/stt/crdlsmmr/crdlsmmr-eng.html. (Último acceso 29 de noviembre de 2018).

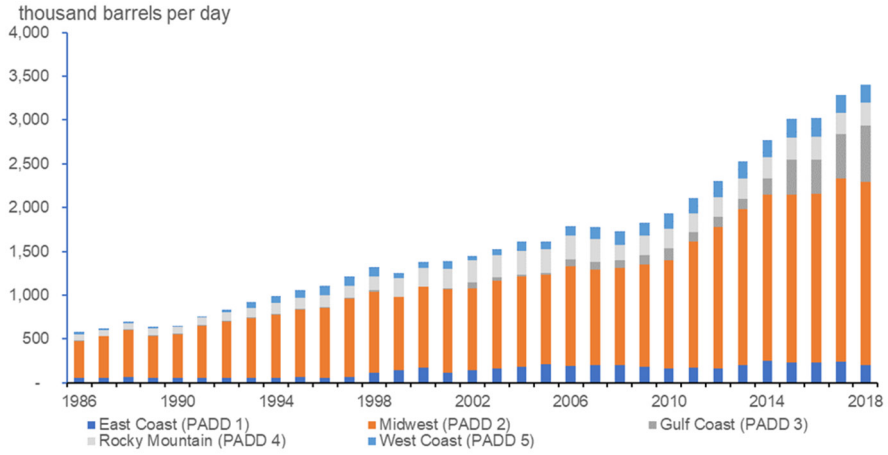


Figura 6: Exportaciones canadienses de petróleo anuales a los Estados Unidos por PADD. Fuente: National Energy Board, «Commodity Statistics, Crude Oil and Refined Petroleum Products, Crude Oil – Summary by Type and Destination», https://apps.neb-one.gc.ca/CommodityStatistics/Statistics.aspx?language=english. Nota: Los datos de 2018 son de enero a septiembre, ambos inclusive

La referencia para el crudo de América del Norte es el *West Texas Intermediate* (WTI), un crudo ligero y dulce producido en el medio oeste de los Estados Unidos y valorado en precio en Cushing, Oklahoma. El precio del crudo de Canadá está en general valorado con relación al WTI, aunque el crudo procedente del este de Canadá, con mejor acceso a los mercados mundiales, se valora típicamente con relación al Brent. Dado que las exportaciones de petróleo del oeste de Canadá se corresponden normalmente con bastante más del 90% de las exportaciones totales de petróleo de Canadá y que, además, representan la mayor oportunidad de crecimiento a futuro, este capítulo se enfoca en el precio del petróleo pesado del oeste de Canadá con relación a otros flujos de petróleo de América del Norte. El flujo predominante de petróleo pesado en Canadá es el Western Canadian Select (WCS). El WCS está compuesto de petróleos crudos pesados convencionales y bituminosos, mezclados con diluyentes[44], y su precio se valora en Hardisty, Alberta, punto de arranque de varios de los oleoductos de exportación de Alberta. El WCS se vende típicamente con un descuento en relación al WTI debido a calidad inferior (pesado y amargo) y debido a la distancia a las refinerías de los Estados Unidos (Figura 7, Panel A). Un tercer flujo de petróleo importante es el mexicano Maya, una mezcla pesada y amarga similar al WCS. En un mercado sin ninguna infraestructura u otras limitaciones de transporte, el WCS debería comercializarse a un precio similar al Maya mexicano, menos la diferencia por

[44] Los diluyentes son hidrocarburos ligeros que se utilizan para reducir la viscosidad del bitumen de las arenas petrolíferas, permitiendo así su paso fluido por el oleoducto.

los costes del transporte, por lo que el Maya proporciona una referencia muy útil para el WCS en la costa del Golfo de los Estados Unidos (Figura 7, Panel B)[45].

El descuento medio entre el WCS y el WTI es de 18 dólares estadounidenses por barril, aunque ese descuento es muy volátil, abarcando desde un mínimo de –6,08 dólares en abril de 2009 a un máximo de –41,50 dólares en diciembre de 2007. Por el contrario, desde 2005 hasta 2010 el WCS siguió en general el precio del Maya mexicano muy estrechamente, con un descuento medio de –6,50 dólares, cercano a la diferencia en los costes del transporte. A partir de 2011, la creciente producción con base en arenas petrolíferas de Canadá y las aportaciones de *tight oil* en los Estados Unidos, aumentaron el descuento WCS relativo tanto a WTI como a Maya. Existen dos razones para este cambio: la creciente producción superó con creces la capacidad de refino en PADD 2 y la capacidad de oleoductos para mover la producción de crudo a otros centros de refino de los Estados Unidos, más acusado en PADD 3.

Panel A: Western Canadian Select, West Texas Intermediate y diferenciales

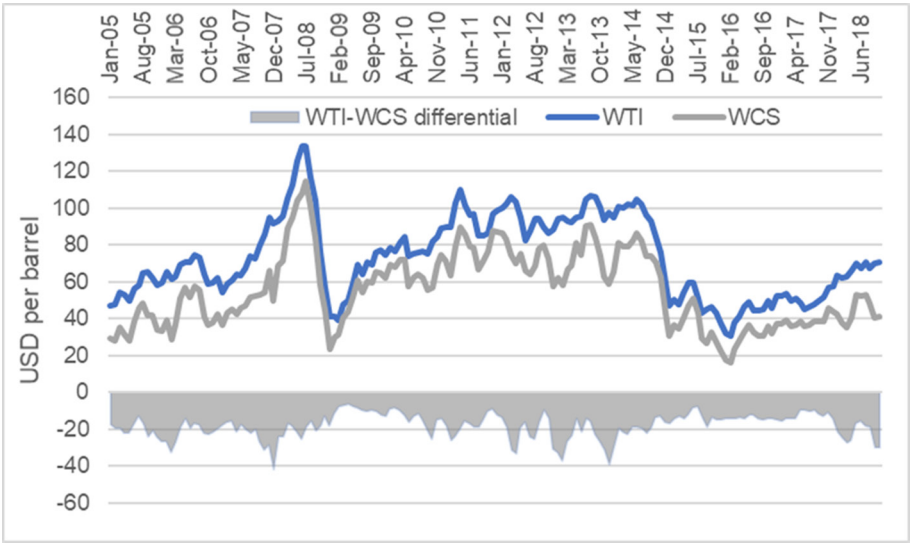


Figura 7: Precios del petróleo en América del Norte: Western Canadian Select, West Texas Intermediate y Maya mexicano. Fuente: (1) Sproule Associates Ltd., «Price Archives: October 2018, Escalated Forecast, History» (accessed Nov. 29, 2018) and (2) EIA, «Landed Costs of Imported Crude Oil for Selected Crude Streams», https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_move_land2_k_m.ht. (Accessed Nov. 30, 2018). Nota: El precio del WTI se valora en Cushing, Oklahoma; el precio del WCS se valora en Hardisty, Alberta, y el del Maya mexicano es el coste descargado en tierra en el puerto de importación de los Estados Unidos, lo que incluye «cargos asociados con la compra, transporte y seguro de una carga desde el punto de compra hasta el puerto de descarga. Si bien es cierto que no incluye cargos incurridos en el puerto de descarga». Dado que cada flujo de crudo se valora en precio en un emplazamiento diferente, algunos de los diferenciales se deben a los costes de transporte

[45] El precio del Maya se valora en los puertos del golfo de México y se transporta típicamente a los Estados Unidos por medio de petroleros de transporte de bajo coste.

Panel B: Western Canadian Select, Maya mexicano y diferenciales

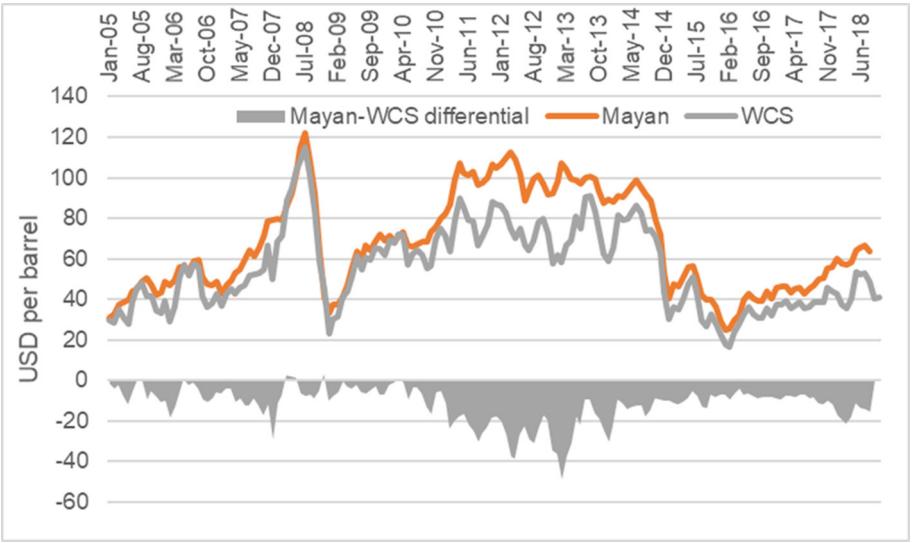


Imagen 8

Un aumento de la capacidad de oleoductos que comenzó a principios de 2014 y un uso cada vez mayor del ferrocarril como opción de transporte ayudaron a estrechar los diferenciales del WCS-Mayan y del WCS-WTI. También ayudó en este sentido la terminación de las mejoras de refinerías en diciembre 2013, que permitieron un aumento del proceso de refino de los crudos pesados canadiense[46], junto a un dólar canadiense más débil. Sin embargo, los aumentos mantenidos de la producción de arenas petrolíferas y los retrasos en la nueva capacidad de retirada han aumentado otra vez los diferenciales. El análisis sugiere que este diferencial tendrá un impacto significativo en los ingresos por royalties del Gobierno de Alberta (una reducción de 5.000 millones de dólares en 2019)[47], con un efecto de goteo en la economía canadiense (15.600 millones de dólares al año)[48]. En el futuro más cercano, la limitación en la capacidad de oleoductos mantendrá su efecto perjudicial sobre los ingresos y la expansión de la industria. Analicemos a continuación, antes de entrar a discutir las tendencias futuras a corto plazo, la capacidad de oleoductos existente y los aumentos esperados.

---

[46] Claudia Cattaneo, «Bp's Whiting Refinery Overcomes Opposition, Providing Relief for Canadian Crude», *Financial Post*, 13 de febrero de 2014.

[47] Peters & Co. Limited, «Canadian Oil Takeaway Update: Curtailments and Significant Impact on Government Royalties», in *Energy Update* (2018).

[48] Jean-Francois Perrault y Rory Johnston, «Pipeline Approval Delays: The Costs of Inaction», in *Global Economics Commodity Note* (2018).

Los productores canadienses disponen de tres oleoductos de exportación principales: el oleoducto *Trans Mountain* desde Alberta a la Costa oeste de Canadá, el *Keystone* desde Alberta a Cushing, Oklahoma, y el *Enbridge Mainline* desde Alberta hasta el medio oeste de los Estados Unidos y desde ahí al suroeste de Ontario (Figura 8). El oleoducto Keystone también conecta con PADD 3, vía el oleoducto Marketlink, tendido entre Cushing y Nederland, Texas. Estos oleoductos tienen una capacidad de retirada combinada, nominal, de 3.365 mil barriles diarios[49]. A principios de 2016, había cinco proyectos de oleoductos propuestos y en tramitación de los procesos regulatorios, lo que habría aumentado la capacidad de retirada en 3.715 mil barriles diarios (ver discusión más adelante).

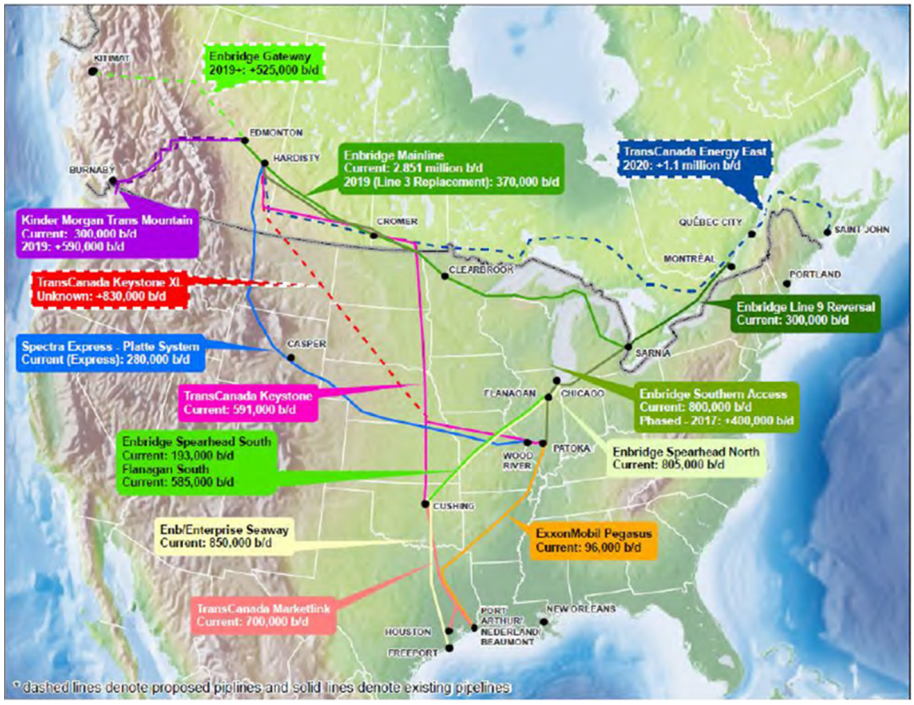


Figura 8: Oleoductos de petróleo en Canadá y los Estados Unidos y propuestas (aproximadamente en 2016). Fuente: National Energy Board. 2016. «Sistema de transporte por oleoducto de Canadá 2016», http://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/trnsprttn/2016/index-eng.html

[49] National Energy Board, «Canada's Pipeline Transportation System 2016». 2016.

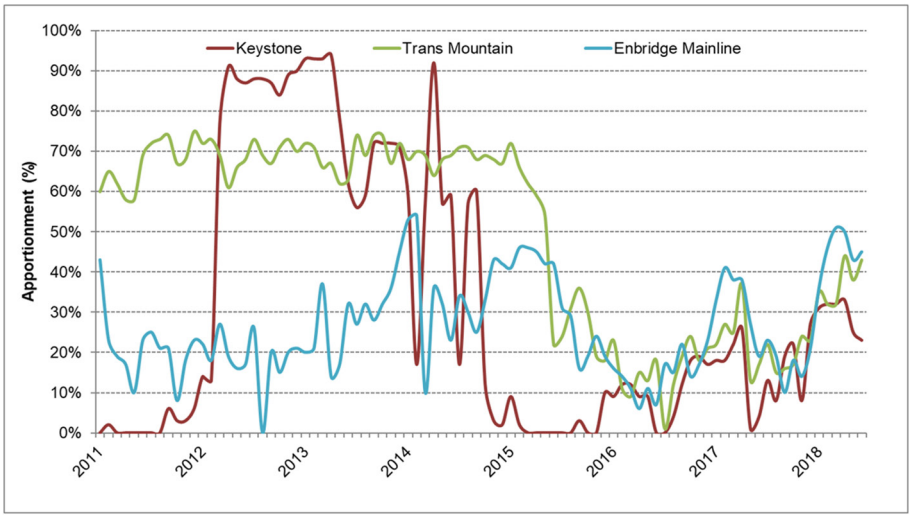
Oleoducto	Capacidad nominal (miles de barriles por día)	Capacidad de exportación estimada (miles de barriles por día)	Fecha de entrada en servicio	Punto de origen	Destino
Enbridge Mainline	2.851	2.307	1950	Edmonton, Alberta	Medio oeste de los Estados Unidos y Ontario
Kinder Morgan Trans Mountain	300	250	1953	Edmonton, Alberta	Costa oeste
Express	280	246	1997	Hardisty, Alberta	Medio oeste de los Estados Unidos
TransCanada Keystone	591	561	2010	Hardisty, Alberta	Medio oeste y costa del Golfo de los Estados Unidos
Rangeland/Milk River					
Total	**3.792**				

Tabla 2: Capacidad de retirada de los grandes oleoductos de petróleo del oeste de Canadá. Fuente: (1) *National Energy Board*. **2016. «Sistema de Transporte por Oleoducto de Canadá 2016», http://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/trnsprttn/2016/index-eng.html. (2)** *Canadian Association of Petroleum Producers*. **2018. «2018 Previsiones sobre el Petróleo, Mercados y Transporte». Nota: El** *Embridge Mainline* **opera a menos de su capacidad nominal debido a limitaciones existentes aguas abajo. El** *Embridge Mainline* **y el** *Trans Mountain* **también atienden comercio intra-canadiense, incluidos productos de petróleo refinados, reduciendo así su capacidad efectiva para la exportación de petróleo**

Los oleoductos de exportación de petróleo están obligados a proporcionar servicio a cualquiera que desee transportar petróleo. Como resultado, todos los oleoductos están regulados como transportistas comunes y están obligados a mantener cada mes alguna capacidad (no contractual) sin compromiso, para aquellos interesados en el transporte que carece de contrato[50]. Los interesados nominan el volumen que desean enviar cada mes y, si las nominaciones totales son mayores que la capacidad existente, entonces se prorratea la capacidad no-comprometida, reduciendo el volumen nominado por cada interesado hasta que se completa la capacidad no-comprometida. Debido a los retrasos en la construcción de nuevos oleoductos, estos oleoductos ya existentes se están acercando a un punto en el que están sufriendo limitaciones de capacidad, casi alcanzando su capacidad nominal (Figura 9), con el resultado de los importantes diferenciales de precio mencionados anteriormente.

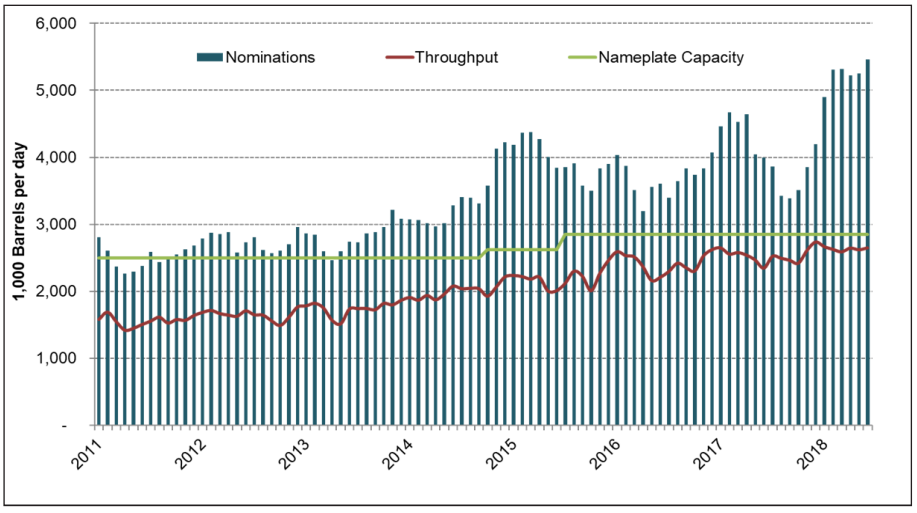
Como resultado de la limitación de capacidad, los oleoductos de exportación se utilizan cada vez más en prorrateo.

[50] «Market Snapshot: What Is Pipeline Apportionment?», https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/snpsht/2018/08-03pplnpprtnmnt-eng.html.



Más recientemente, en otoño de 2018, las limitaciones en la capacidad de oleoductos causaron también un impacto negativo muy importante en los precios del petróleo ligero dulce y del sintético de Canadá que, típicamente, tiene un diferencial muy pequeño o nulo respecto al WTI[51]. Los productores canadienses han respondido a estas limitaciones de capacidad aumentando las exportaciones por ferrocarril (Figura 11). El ferrocarril, a pesar de ofrecer mayor flexibilidad, no tiene mayores ventajas, siendo un medio de transporte más caro. Por

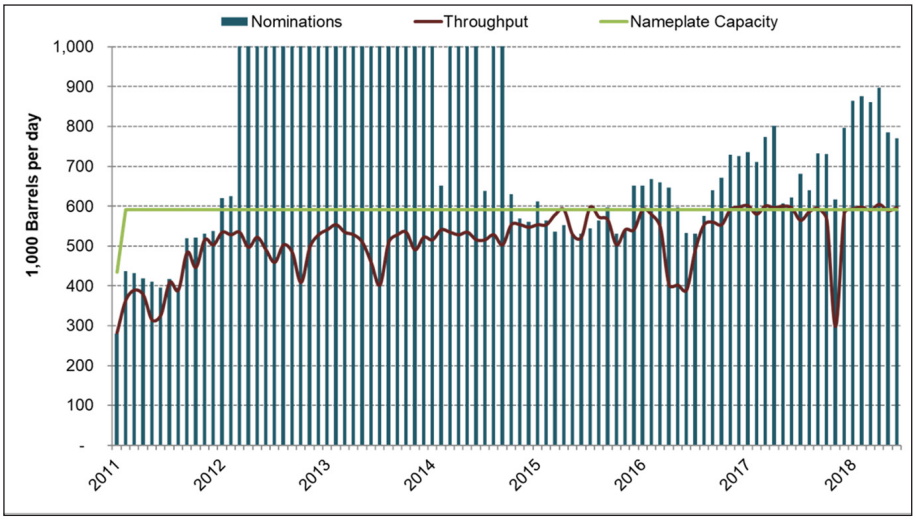
Panel A: Capacidad y rendimiento del Enbridge Mainline



[51] Cálculos propios, basados en Sproule Associates Ltd., «Price Archives: October 2018, Escalated Forecast, History»

tanto, esta solución se ve como una medida transitoria para aliviar el insuficiente sistema de oleoductos.

Panel B: Capacidad y rendimiento del Keystone.



Panel C: Capacidad y rendimiento del Trans Mountain

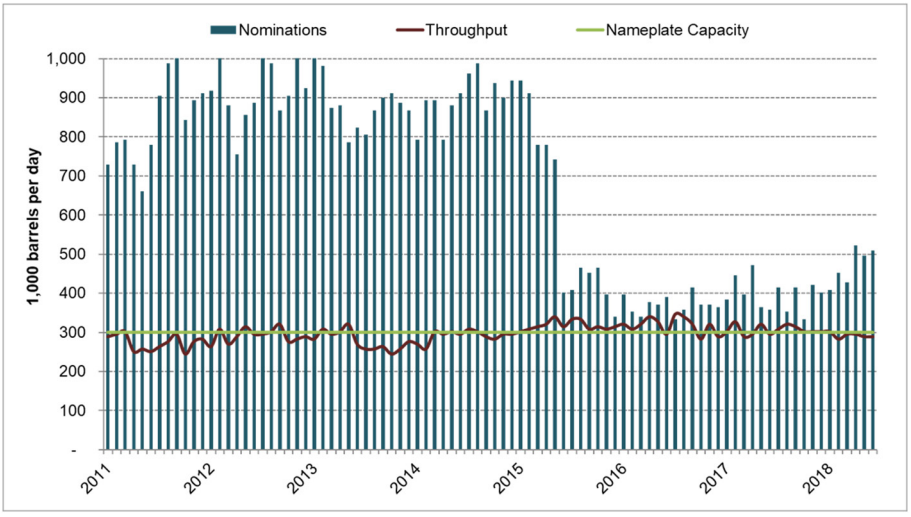


Figura 9: Nominaciones, caudal y capacidad de los mayores oleoductos de exportación. Fuente: Gobierno de Canadá «Pipeline Throughput and Capacity Data» (último acceso 15 de noviembre de 2018)

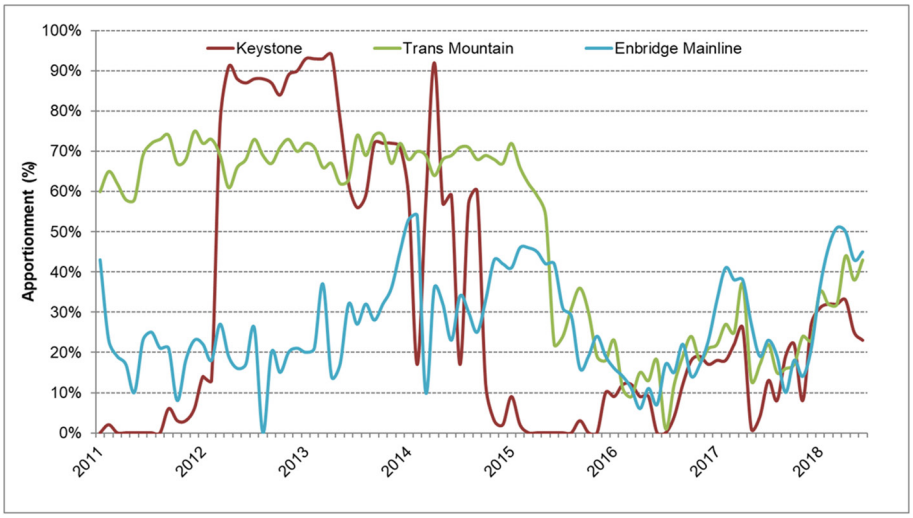


Figura 10: Uso prorrateado de los mayores oleoductos de exportación de Canadá. Fuente: Gobierno de Canadá «Pipeline Throughput and Capacity Data» (último acceso 15 de noviembre de 2018)

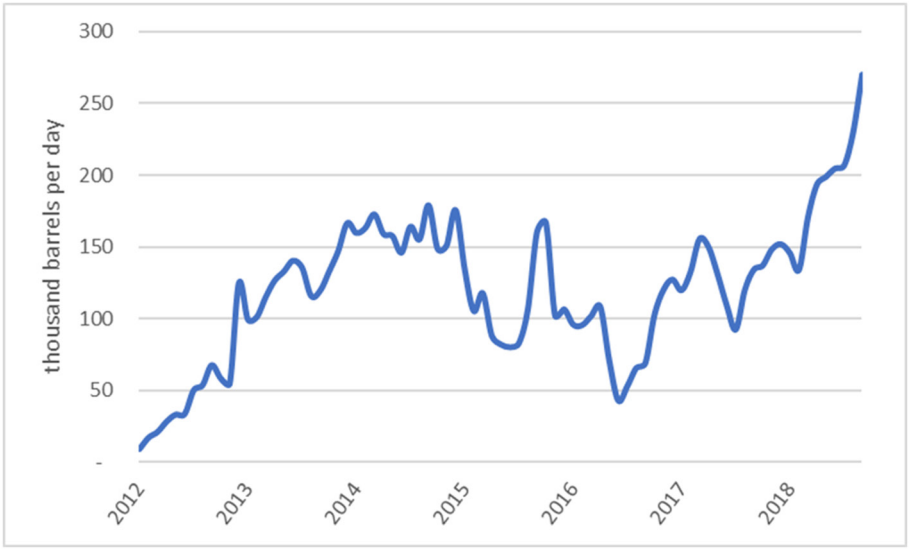


Figura 11: Exportaciones mensuales de crudo por ferrocarril, de enero de 2012 a septiembre de 2018. Fuente: National Energy Board, «Canadian Crude Oil Exports by Rail – Monthly Data», https://www.neb-one.gc.ca/nrg/sttstc/crdlndptrlmprdct/stt/cndncrdlxprtsrl-eng.html

El futuro incierto de la capacidad de retirada de Canadá

El crecimiento de la producción de petróleo, en combinación con las limitaciones existentes de capacidad de retirada en oleoductos, estimuló una serie de adiciones propuestas a la infraestructura de oleoductos del oeste de Canadá. Entre

2009 y 2014 se propusieron cinco nuevas adicciones[52] (Tabla 3). Sin embargo, el incremento del interés público en, y el examen de los grandes desarrollos de oleoductos y el correspondiente interés en participar en procesos regulatorios, han resultado en márgenes más largos de tiempo asociados con las aprobaciones del regulador y del gobierno sobre las propuestas de oleoductos. Combinado con una política y un marco regulatorio cambiantes, y con una mayor preocupación política y pública respecto a los impactos medioambientales del desarrollo de oleoductos y arenas petrolíferas, los oleoductos propuestos han sido retrasados significativamente, y dos de ellos han sido cancelados.

Oleoducto propuesto	Capacidad (miles de bpd)	Solicitud enviada	Fecha de entrada en servicio propuesta inicialmente	Estado actual y fecha de entrada en servicio esperada	Origen	Destino
Keystone XL	830	2009	Finales de 2012	Aprobado en Canadá en 2010 Se requiere el SEIS (Supplementary Environmental Impact Statement) de los Estados Unidos. IS: 2020+	Hardisty	Cushing, Oklahoma & Costa del Golfo de los Estados Unidos
Northern Gateway	525	2010	4T 2016	Denegado en 2016	Edmonton	Costa oeste
Trans Mountain (expansión)	590	2013	Finales de 2017	Aprobado en 2016. IS: 2020+	Edmonton	Costa oeste
Sustitución de la Línea 3	370	2014	Finales de 2017	Aprobado en 2016. IS: Finales de 2019	Edmonton	Superior, Wisconsin
Energy East	1.100	2014	4T 2021	Solicitud retirada en 2017	Hardisty	Costa este
Total	3.415					

Tabla 3: Principales adiciones propuestas para la capacidad de retirada del oleoducto Western Canadian. Fuente: (1) *Canadian Association of Petroleum Producers*. **«2018 Crude Oil Forecast, Markets and Transportation», 2018. (2)** *Enbridge Northern Gateway LP*. **«Enbridge Northern Gateway Project Application», 2010. (3)** *Enbridge Pipelines Inc*. **«Line 3 Replacement Program (Canada)», https://www.enbridge.com/Projects-and-Infrastructure/Projects/Line-3-Replacement-Program-Canada.aspx. (4)** *Enbridge Pipelines Inc*. **«Line 3 Replacement Program Application», 2014.** *Energy East Pipeline Ltd.* **«Consolidated Project and Asset Transfer Applications», 2016. (5)** *National Energy Board*. **«Enbridge Northern Gateway Project – Sunset Clauses Extension Request», https://www.neb-one.gc.ca/**

[52] La propuesta técnica de los oleoductos se realiza antes de registrar la solicitud de regulación. No obstante, el año de registro de la solicitud es una referencia útil en cuanto a la seriedad del promotor del proyecto, por lo que se usa para definir cuándo se propuso «oficialmente» la línea.

pplctnflng/mjrpp/nrthrngtwsnst/index-eng.html. (6) *National Energy Board*. **«Enbridge Pipelines Inc. – Line 3 Replacement Program», https://www.neb-one.gc.ca/pplctnflng/mjrpp/ln3rplcmnt/index-eng.html. (7)** *National Energy Board. «TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd. – Keystone XL Pipeline», https://www.neb-one.gc.ca/pplctnflng/mjrpp/kstnxl2/index-eng.html. Nota: Fecha esperada de entrada en servicio a 30 de noviembre de 2018.*

Cada oleoducto propuesto ha sufrido un recorrido regulatorio más allá de lo normal, hecho que ha impactado significativamente en Canadá y en su sector energético[53]. El *Keystone XL* de TransCanada fue aprobado por el *National Energy Board* en 2010 pero el Secretario de Estado de los Estados Unidos, John Kerry, denegó el permiso presidencial en 2015[54]. Una declaración del presidente Obama en aquellos días, sobre la lógica de la denegación, hacía referencia a la contribución del oleoducto a la economía de los Estados Unidos, a su esperado papel en bajar los precios del gas, y al impacto sobre la seguridad energética de los Estados Unidos —todo ello como algo insignificante[55]. La elección del presidente Trump, que estaba a favor del oleoducto, reactivó el proyecto. En enero de 2017, el promotor (TransCanada) volvió a enviar una solicitud de permiso presidencial, que al fin fue concedido en marzo de 2017[56]. En noviembre de 2018, un juez federal de los Estados Unidos sentenció que se requiere una declaración de impacto ambiental (SEIS, por sus siglas en inglés) que ponga al día la declaración de 2014 para la determinación del interés nacional[57] [58]. Este hecho ha retrasado aún más el oleoducto, llevando la posible fecha de entrada en servicio más allá de 2020.

El oleoducto *Northern Gateway*, pensado para el suministro de los mercados asiáticos, fue la víctima del cambio político en Canadá. Aprobado inicialmente por el gobierno conservador de Harper en 2014, se sometió a procesos judiciales respecto a la decisión de si se había hecho o no una consulta adecuada con First Nations en cuanto a la ruta del oleoducto[59] [60]. En junio de 2016, el Tribunal Federal de Apelación sentenció en contra de la decisión del gobierno[61] y, en no-

---

53 Perrault y Johnston, *Pipeline Approval Delays: The Costs of Inaction*.

54 Departamento de Estado de los Estados Unidos, «Department of State Record of Decision and National Interest Determination: keystone Xl Pipeline Application», 2017.

55 Barack Obama, «Statement by the President on the Keystone Xl Pipeline», comunicado de prensa, 6 de noviembre de 2015, https://obamawhitehouse.archives.gov/the-press-office/2015/11/06/statement-president-keystone-xl-pipeline.

56 Departamento de Estado de los Estados Unidos, «Department of State Record of Decision and National Interest Determination: keystone Xl Pipeline Application».

57 Helen Pike, «U.S. Judge Halts Keystone Xl Pipeline Construction», *CBC News*, 8 de noviembre de 2018.

58 Reuters, «U.S. To Conduct Additional Keystone Xl Pipeline Review», 2018.

59 National Energy Board, «Enbridge Northern Gateway Project – Sunset Clauses Extension Request», https://www.neb-one.gc.ca/pplctnflng/mjrpp/nrthrngtwsnst/index-eng.html.

60 John Paul Tasker, «Trudeau Cabinet Approves Trans Mountain, Line 3 Pipelines, Rejects Northern Gateway», *CBC News*, 29 de noviembre de 2016.

61 National Energy Board, «Enbridge Northern Gateway Project – Sunset Clauses Extension Request».

viembre de 2016, el gobierno liberal de Trudeau rechazó el oleoducto[62]. Parte de las razones para rechazar el oleoducto se debió al hecho de que se trataba de un proyecto «greenfield». El rechazo de un proyecto de 7.900 millones de dólares después de seis años, cuando ya se había aprobado previamente, minó en Canadá la confianza de los inversores, a pesar de que Trudeau aprobó otros dos proyectos de oleoductos en el mismo acto.

Ambos proyectos, el *Trans Mountain Expansion* y el *Enbridge Line 3 replacement*, se aprobaron a finales de 2016. Ambos proyectos fueron sometidos a demandas judiciales basadas en el deber de cumplimiento de consulta por el Gobierno de Canadá[63]. El *Line 3* se sometió también a demandas judiciales en los Estados Unidos pero, en este caso, se trata de una controversia menor que se espera que termine a finales de 2019[64]. Lo que se pretende es aumentar el suministro a los Estados Unidos, más que a otros mercados alternativos.

Por otro lado, el *Trans Mountain Expansion* ha sido y continúa generando una excepcional controversia. Ha estimulado la retórica política interprovincial y un debate renovado sobre los derechos provinciales y la determinación del «interés nacional» federal. Los dos gobiernos provinciales, de Alberta y de B. C., actuaron según la legislación, con B. C. tratando de prevenir el oleoducto[65] y Alberta organizando medidas de represalia[66]. Esta situación tan anormal propició que el promotor del proyecto (Kinder Morgan) solicitase claridad política en encontrar una salida para la construcción, citando un «riesgo imposible de cuantificar»[67]. En mayo de 2018, tratando de resolver la incertidumbre política, el gobierno federal compró el oleoducto con la intención de venderlo cuando estuviese construido[68]. A pesar de todo ello, la historia del oleoducto todavía no ha concluido. En agosto de 2018, el Tribunal Federal de Apelaciones de Canadá canceló la aprobación del oleoducto de 2016 debido a un examen incorrecto de los impactos y a la ausencia de una consulta razonable con los pueblos indígenas por parte del gobierno federal[69]. El Gobierno de Canadá está procediendo al

---

62 Tasker, «Trudeau Cabinet Approves Trans Mountain, Line 3 Pipelines, Rejects Northern Gateway».

63 National Energy Board, «Court Challenges to National Energy Board or Governor in Council Decisions».

64 James Wilt, «The Mega Oilsands Pipeline You've Never Heard Of», *The Narwhal*, 17 de octubre de 2018.

65 Gobierno de British Columbia, «Province Submits Court Reference to Protect B.C.'S Coast», comunicado de prensa, 26 de abril de 2018, https://news.gov.bc.ca/releases/2018PREM0019-000742.

66 «British Columbia Files Constitutional Challenge of Alberta Legislation», https://news.gov.bc.ca/releases/2018AG0035-000984.

67 Catharine Tunney, «Morneau Says Government Willing to Compensate Kinder Morgan against Political Delays», *CBC News*, 16 de mayo de 2018.

68 Mia Rabson, «Ottawa Buying Kinder Morgan's Trans Mountain Pipeline, Terminal for $4.5 Billion», Maclean's, https://www.macleans.ca/politics/ottawa/kinder-morgan-pipeline-bill-morneau-to-announce-if-ottawa-is-buying-trans-mountain-live-video/.

69 Laura Kane, «Ottawa Loses Key Trans Mountain Court Case, but Pushes Ahead with Pipeline», *Financial Post*, 30 de agosto de 2018.

examen adicional del proyecto y a efectuar una consulta sobre el mismo[70]. No obstante, la fecha de entrada en servicio sigue siendo incierta.

Finalmente, en 2014 se propuso el proyecto *Energy East* con la idea de ofrecer suministro al este de Canadá y a los mercados europeos, pero se retrasó por diversas controversias y el cambio político. En enero de 2016, el Gobierno de Canadá anunció una reglas provisionales para las revisiones de oleoductos, que en el caso del oleoducto *Energy East* incluían la evaluación de las emisiones aguas arriba[71]. En septiembre de 2016, se aplazó la vista del NEB por una «sospecha de arbitrariedad» en el panel del examen[72], provocando la formación de un nuevo panel que empezó otra vez el proceso desde el principio[73]. En agosto de 2017, el NEB anunció y amplió el foco sobre su propia evaluación del *Energy East*, incluyendo los impactos sobre el mercado de los objetivos de GEI y sus políticas de reducción, así como una evaluación de los GEI asociados con el proyecto, aguas arriba y aguas abajo[74]. En octubre de 2017 se retiró la solicitud, citando «los retrasos existentes y los posibles futuros retrasos resultantes del proceso regulatorio, las implicaciones de coste asociadas y los desafíos y obstáculos, cada vez más complicados» a los que se enfrentaba el oleoducto propuesto[75].

El complejo marco regulatorio de Canadá y su cambiante paisaje político ha retrasado claramente el desarrollo de las infraestructuras de oleoductos. Estos retrasos han exacerbado la reducida capacidad de oleoductos actual, con el resultado de que en otoño de 2018 el diferencial WTI-WCS fuera tratado como una «crisis» por parte de muchos políticos. El Gobierno de Alberta ha decidido actuar políticamente para apoyar un mayor procesado doméstico[76]. A finales de noviembre de 2018, la *premier* de Alberta Rachel Notley anunció que su gobierno compraría vagones de ferrocarril con el fin de paliar las limitaciones en el transporte[77] y, a primeros de diciembre de 2018, anunció un recorte de

---

70 National Energy Board, «Trans Mountain Pipeline Ulc – Trans Mountain Expansion Project», https://www.neb-one.gc.ca/pplctnflng/mjrpp/trnsmntnxpnsn/index-eng.html.

71 Recursos Naturales de Canadá, «Interim Measures for Pipeline Reviews: Backgrounder», comunicado de prensa, 27 de enero de 2016, https://www.canada.ca/en/natural-resources-canada/news/2016/01/interim-measures-for-pipeline-reviews.html.

72 National Energy Board, «Energy East Hearing Panel Steps Down», comunicado de prensa, 9 de septiembre de 2016, https://www.canada.ca/en/national-energy-board/news/2016/09/energy-east-hearing-panel-steps-down.html.

73 «Energy East Hearing to Restart from the Beginning», comunicado de prensa, 27 de enero de 2017, https://www.canada.ca/en/national-energy-board/news/2017/01/energy-east-hearing-restart-beginning.html.

74 «Expanded Focus for Energy East Assessment», comunicado de prensa, 23 de agosto de 2017, https://www.canada.ca/en/national-energy-board/news/2017/08/expanded_focus_forenergyeastassessment.html.

75 Energy East Pipeline Ltd. y TransCanada PipeLines Limited, «Transcanada Withdraws Energy East and Eastern Mainline Project Applications», 2017.

76 Gobierno de Alberta, «Partial Upgrading Program», https://www.alberta.ca/partial-upgrading-program.aspx.

77 Rachel Notley, «Rachel Notley: Alberta Faces a Momentous Decision on Oil Production», *Edmonton Journal*, 30 de noviembre de 2018.

la producción ordenado por el gobierno para poder reequilibrar a corto plazo el mercado[78]. El recorte de la producción es solo momentáneo, esperándose que se aminore en 2019. Conseguirá reducir la producción en 325.000 barriles diarios (8,7%) hasta que se despachen los barriles que están almacenados, los vagones de ferrocarril estén disponibles y la Línea 3 del oleoducto *Enbridge* entre en servicio[79]. La motivación detrás de estas dos actuaciones políticas es asegurar que los habitantes de Alberta obtengan un «valor justo» por sus recursos, y que se asegure que la recuperación económica de Alberta después de la caída de precios del petróleo en 2014-15 no se vea comprometida. La acción del gobierno no disfruta del apoyo universal de la industria, incluso algunos CEOs advierten de que este tipo de intervención por parte del gobierno «arrastra riesgos comerciales y envía un mensaje negativo a los inversores sobre la forma de hacer los negocios en Alberta y en Canadá»[80].

Tanto la *premier* Notley de Alberta como el primer ministro Trudeau reconocen que la solución a largo plazo para las dificultades actuales son los nuevos oleoductos. Hasta ese momento, Alberta y Canadá no son probablemente la mejor perspectiva de inversión, ni son potenciales suministradores de petróleo a los nuevos mercados de Europa y Asia.

Futuras tendencias de producción

En ausencia de nuevos oleoductos, la producción de Canadá continuará superando la capacidad de retirada disponible, forzando a un permanente recurso al ferrocarril (Figura 12). En 2016, se estimaba que la producción aumentaría gradualmente, con una nueva tendencia a escasez de capacidad en 2030, con dos o tres posibles oleoductos ya construidos. Esta situación cambió, solo dos años más tarde, con estimaciones de aumento de producción que sugieren que esos dos o tres oleoductos serían necesarios en 2030. Como se ha comentado anteriormente, el futuro de los tres oleoductos es todavía incierto, con las implicaciones que esto supone para los precios, la producción y las exportaciones en el oeste de Canadá. Además, con solo el *Trans Mountain Expansion* disponible para facilitar el acceso a los mercados no-norteamericanos, el papel de Canadá como suministrador global será como mucho marginal[81].

---

[78] Michelle Bellefontaine, «Alberta Premier Announces 8.7% Oil Production Cut to Increase Prices», *CBC News*, 2 de diciembre de 2018.

[79] *Idem*.

[80] Tony Seskus, «Alberta Bets on Oil Production Cuts but Industry Remains Divided on Market Intervention», ídem., 3 de diciembre de 2018.

[81] Es cierto que existe alguna posibilidad para el transporte por ferrocarril a las costas oeste o este de Canadá, con el fin de facilitar el acceso a los mercados no-norteamericanos, pero es poco probable que estos volúmenes sean grandes o continuos, debido al coste del transporte por ferrocarril a cualquiera de las dos costas, lo que constriñe la competitividad internacional del crudo de Canadá.

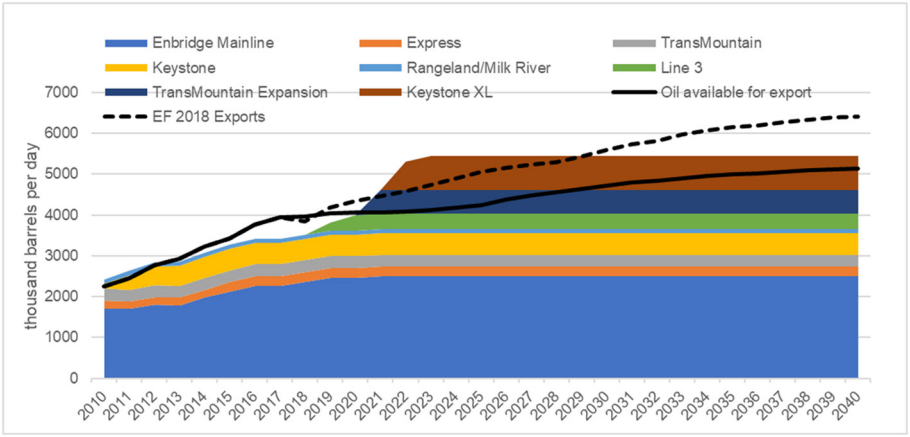


Figura 12: Capacidad de oleoductos de exportación en Canadá y previsión de exportaciones de petróleo, de 2010 a 2040. Fuente: (1) National Energy Board. «Canada's Energy Future 2016: Energy Supply and Demand Projections to 2040», http://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/ftr/2016/index-eng.html. (2) National Energy Board. «Canada's Energy Future 2018: Energy Supply and Demand Projections to 2040», https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/ftr/2018/pblctn-eng.html. Nota: Previsiones de exportación de petróleo basadas en el Escenario de Referencia de los informes 2016 y 2018 del NEB sobre futuros de la energía. El petróleo disponible para la exportación es igual al suministro disponible menos el uso doméstico

Como era de esperar, la previsión de producción de petróleo, dependerá mucho de los precios altos o más altos soportados por el acceso a los mercados (Figura 13). En su previsión, el *National Energy Board* identifica los precios globales y de referencia, la capacidad de retirada y los desarrollos tecnológicos como las incertidumbres clave afectando a la producción canadiense[82]. La persistente y sonora oposición al desarrollo de oleoductos significa que todavía existe incertidumbre en cuanto a la capacidad de retirada futura. También es importante una mayor y estricta acción para la reducción de emisiones y mitigar el cambio climático, lo que impactaría en la demanda de petróleo canadiense, tanto doméstica como exterior. Con objeto de convertirse en suministrador de países distintos de los Estados Unidos, Canadá tendrá que resolver la incertidumbre en la inversión y corregir absolutamente las limitaciones de acceso a los mercados, poniendo gran empeño en un oleoducto.

Escenarios de referencia, de precio bajo y de precio elevado.

[82] National Energy Board, «Canada's Energy Future 2018: Energy Supply and Demand Projections to 2040», 2018.

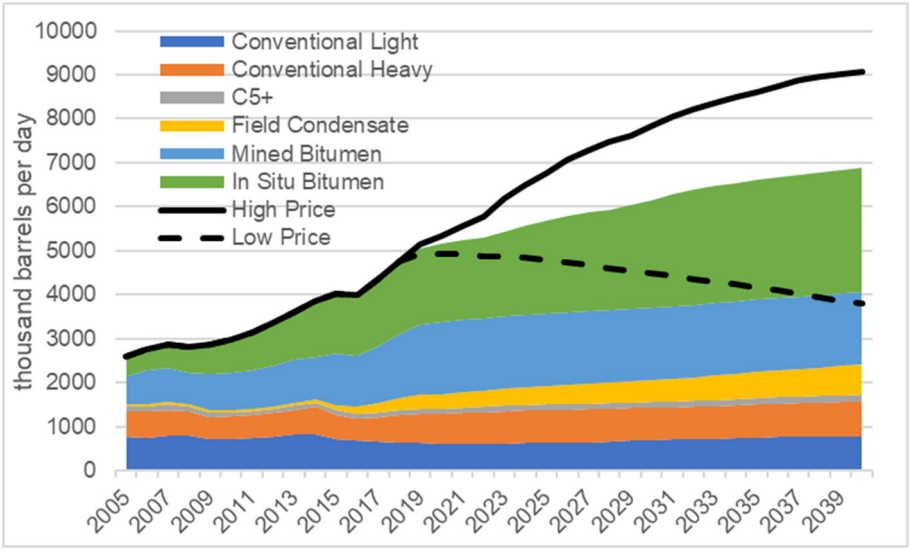


Figura 13: Producción prevista de petróleo crudo en Canadá, de 2005 a 2040. Fuente: National Energy Board, «Canada's Energy Future 2018: Energy Supply and Demand Projections to 2040». Nota: La producción por tipo corresponde al escenario de referencia

Ambiciones en GNL

Contexto actual

Como ya se ha aludido con anterioridad, los mercados de gas natural de América del Norte han cambiado significativamente, en paralelo a los mercados de petróleo. La mayor producción de los Estados Unidos, resultado del desarrollo del *tight oil* y gas de esquisto así como de la producción asociada a pozos de petróleo, desbarataron el *statu quo* y las bases del precio. Mientras que los productores de Canadá son más que capaces de suministrar la demanda doméstica, la mayor producción de los desarrollos de Marcellus y Utica en los Estados Unidos ha dejado fuera de precio al gas del oeste de Canadá respecto al gas del este de Canadá y ha alterado las formas históricas de ese comercio. Enfrentándose a un mercado en decadencia, combinado con unos precios altos del gas natural en otros mercados en 2011 y adelante (Figura 14), propició una carrera de las empresas canadienses para promover y desarrollar proyectos de gas natural licuado (GNL), como solución a las limitaciones de acceso a los mercados. El diferencial entre los precios de América del Norte, Europa y Asia estimuló propuestas de proyectos tanto en Canadá como en los Estados Unidos. Mientras que los Estados Unidos se han adelantado con éxito, debido a la conversión de varias terminales de importación de GNL en instalaciones de exportación y gracias a un proceso regulatorio más rápido, Canadá en cambio ha sufrido importantes retrasos.

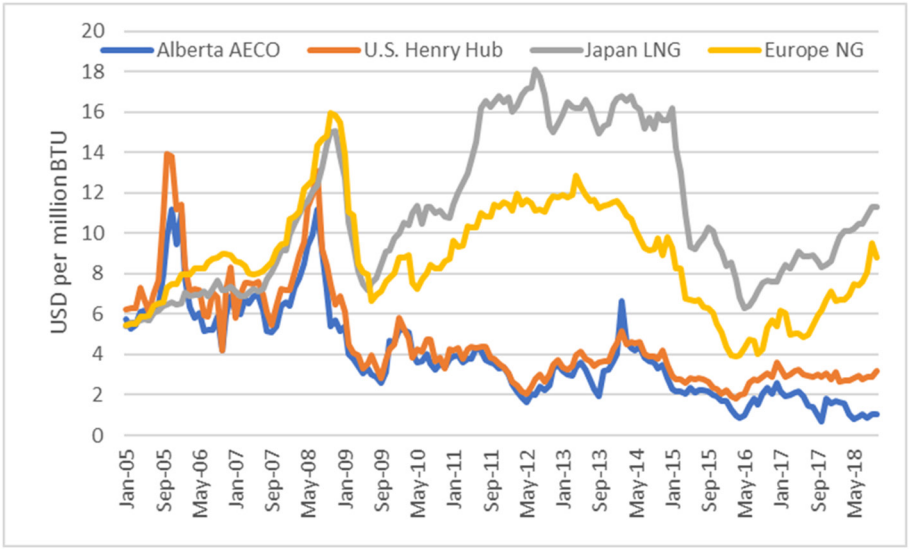


Figura 14: Precios de gas natural en nodos de América del Norte y del mundo (2005-2018). Fuente: (1) Sproule Associates Ltd., «Price Archives: October 2018, Escalated Forecast, History» (último acceso 29 de noviembre de 2018) y (2) Banco Mundial, «World Bank Commodity Price Data (The Pink Sheet)» (último acceso 30 de noviembre de 2018)

Los elevados precios entre 2010 y 2014 propiciaron una «Carrera del GNL» a nivel global y en Canadá. Desde 2010, se han propuesto 24 proyectos distintos de GNL en Canadá; 18 en la costa oeste para suministrar los mercados asiáticos y 6 en la costa este para suministrar a Europa y el oeste de Asia[83]. A pesar del interés evidenciado por las numerosas propuestas de proyectos, Canadá es un participante de última hora en el mercado global de GNL. Esto se debe en parte a la histórica relación comercial de Canadá con los Estados Unidos. La otra explicación es por el relativamente lento proceso regulatorio de Canadá. La ventana entre 2010 y 2015 se cerró sin que se produjera una decisión definitiva de inversión (FID) respecto a los proyectos en Canadá. No obstante lo anterior, sigue habiendo un interés significativo en el desarrollo del GNL tanto en la costa oeste como en la costa este. Los proyectos en la costa oeste han asegurado el suministro del gas natural, habiéndose avanzado en dos proyectos con una decisión definitiva de inversión. En la costa este, el suministro de gas es menos seguro, los proyectos de Canadá competirán con las instalaciones de menor coste de la costa del Golfo de los Estados Unidos, siendo la apertura del mercado europeo dependiente del deseo de Europa en diversificar respecto a las fuentes rusas[84].

[83] «Canada's Role in the Global Lng Market – Energy Market Assessment», 2017.

[84] Jennifer Winter *et al.*, «The Potential for Canadian Lng Exports to Europe», *The School of Public Policy Publications* 11, no. 20, 2018.

Una parte del «éxito» del GNL canadiense en comparación con las exportaciones de petróleo es que el petróleo genera más controversia. Dicho esto, los retrasos inesperados, el peso regulatorio, y unos precios internacionales de gas natural más bajos de lo esperado, impidieron el desarrollo rápido de la industria, por lo que no es probable que se convierta en un área de crecimiento importante. Un proyecto, cancelado en 2017, citaba a la oposición local y al viento en contra de la economía y la regulación, como los factores que contribuyeron a aquella decisión[85] [86]. Globalmente, hay una cierta calma ahora en los proyectos, y esto impactará en futuros desarrollos en Canadá[87]. Sin embargo, a corto plazo, la falta de acceso a los mercados también ha dado lugar a que los precios del gas en el oeste de Canadá se desacoplen del precio de nodo en los Estados Unidos (Henry Hub). Este hecho ha debilitado la producción canadiense, pero los precios bajos también remarcan el potencial papel de Canadá como suministrador de bajo coste.

En favor de Canadá, en el mercado mundial de GNL hay abundantes suministros de gas natural de bajo coste, distancias de transporte más cortas y un clima más frío. Aunque en contra de Canadá, por supuesto, existe el requerimiento de nuevas infraestructuras (oleoductos y terminales de exportación) en emplazamientos remotos, haciendo que los costes de capital sean más altos que en otros lugares. Para los desarrollos futuros en Canadá, será importante el deseo de diversidad en el suministro por parte de los compradores de GNL. Los dos FID son un paso muy positivo, y hacen pensar que Canadá puede, en potencia (al menos parcialmente), materializar sus ambiciones en el campo del GNL.

Futuras tendencias de producción

El futuro de la producción de gas natural en Canadá es incierto ya que se espera que las exportaciones de Canadá a los Estados Unidos continúen en declive. Como se muestra en la Figura 15, la producción depende muchísimo de los precios del gas natural, los cuales varían en función del acceso a los mercados y de la demanda doméstica, así como de la demanda en las arenas petrolíferas[88]. La demanda doméstica vendrá influida por las políticas medioambientales, incluida la salida de la generación de electricidad basada en carbón y una electrificación creciente. A partir de 2025, las exportaciones de GNL desde la costa oeste de Canadá soportarán una mayor producción. La clave para que Canadá entre

[85] Claudia Cattaneo y Geoffrey Morgan, «Pacific Northwest Lng, 2012-2017: How to Kill an Lng Project in Canada», *Financial Post*, 28 de julio de 2017.Cita artículos de CBC y FP sobre el GNL en el NO del Pacífico.

[86] The Canadian Press, «Cancelled $36b Lng Project Was "Wake-up Call" to Industry, Says Energy Exec». *CBC News*, 12 de octubre de 2017.

[87] Jennifer Winter *et al.*, «An Overview of Global Liquefied Natural Gas Markets and Implications for Canada», *The School of Public Policy Publications* 11, no. 21, 2018.

[88] El gas natural se usa en las arenas petrolíferas para generar vapor, necesario para la producción *in situ*.

satisfactoriamente en el mercado global del GNL consistirá en demostrar que los proyectos pueden progresar; de forma que los desarrollos de oleoductos de petróleo (con riesgo político aminorado) influirán en la viabilidad de futuros proyectos de GNL.

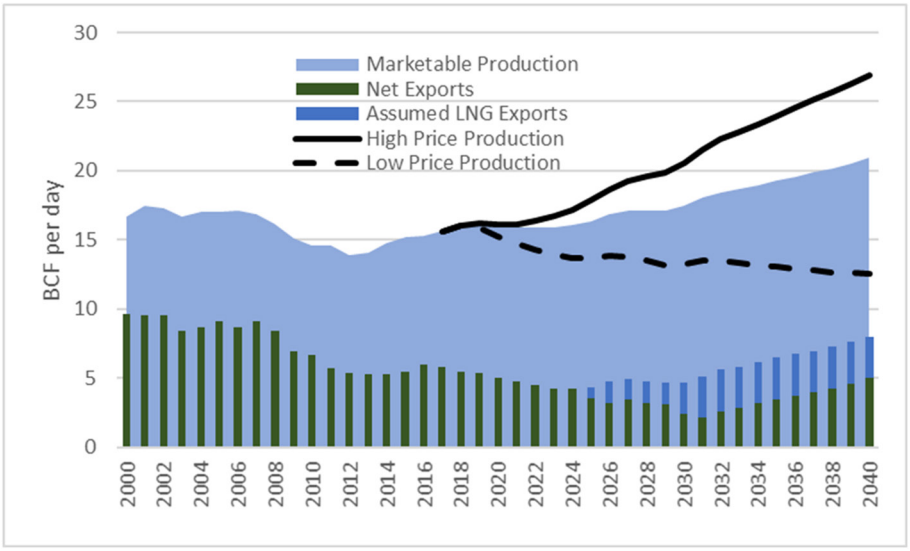


Figura 15: Producción y exportaciones de gas natural de Canadá (2000-2040). Escenarios de referencia, de precio bajo y de precio elevado. Fuente: National Energy Board, «Canada's Energy Future 2018: Energy Supply and Demand Projections to 2040»

Conclusiones y mirada hacia el futuro

La pasada década ha sido testigo de turbulencias en la política energética y medioambiental de Canadá. Los recientes cambios de política han modificado enormemente el cálculo del desarrollo energético en Canadá y han reafirmado el riesgo político. Como ya se ha discutido, estos cambios han incrementado la complejidad regulatoria, enviando señales confusas a los inversores[89]. La falta de confianza de los inversores en Canadá se refleja en la menor inversión total en los sectores de petróleo y gas de Canadá (Figura 16) y de la inversión específica en nuevas perforaciones mientras que la perforación en los Estados Unidos se ha recuperado parcialmente del declive causado por la caída de los precios del petróleo en 2014-15, la perforación en Canadá sigue en una línea plana (Figura 17).

[89] McKay, *A New Silicon Valley*.

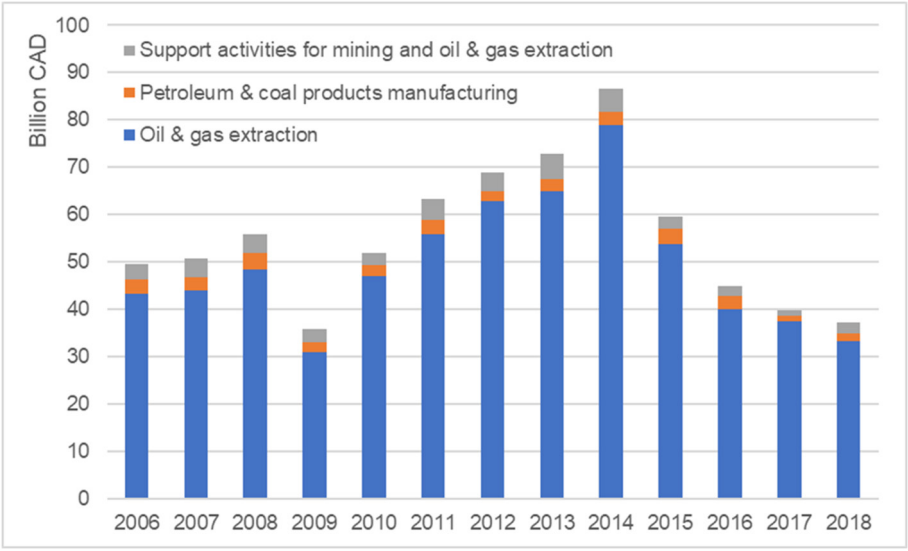


Figura 16: Gastos de capital y de reparaciones en petróleo y gas en Canadá (miles de millones), 2006 a 2018. Fuente: Estadísticas de Canadá. Tabla 34-10-0035-01: Gastos de capital y de reparaciones, activos tangibles no-residenciales, por industria y geografía (x 1.000.000) (último acceso 1 de diciembre de 2018). Nota: Los datos de 2017 y 2018 son preliminares, reales y de intención

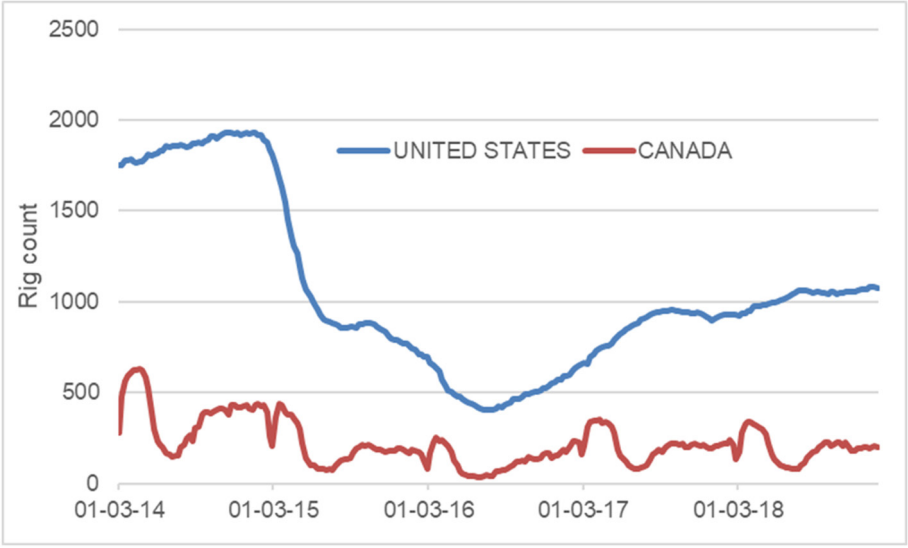


Figura 17: Cuenta de plataformas giratorias en América del Norte, semanal, 2014 a 2018. Fuente: Baker Hughes. «North American Rig Count» (último acceso 2 de diciembre de 2018). Nota: Datos reales en la semana del 30 de noviembre de 2018

Según todas las apreciaciones, Canadá ha alcanzado un punto muy bajo en cuanto a certeza de los inversores, debido a importantes cambios de política y al riesgo político. No parece que vaya a ser tarea fácil restaurar la inversión y la confianza de los inversores en el sector de la energía de Canadá. La politización de la energía y de las infraestructuras energéticas sigue siendo un reto, particularmente en relación al proyecto *Trans Mountain Expansion*, por la oposición del Gobierno de B. C. y el apoyo del gobierno federal y el de Alberta.

Independientemente de los considerables cambios de política instaurados por los gobiernos de Canadá, el riesgo político debería reducirse cuando estos cambios entren en vigor y crear un entorno económico más estable. La demostración de que los proyectos pueden ser ejecutados, incluso en tiempos de cambio político y regulatorio, demuestra que Canadá todavía está abierto a los negocios. Un claro ejemplo es LNG Canadá, que tomó su decisión definitiva de inversión en octubre de 2018, y fue publicitado por el primer ministro Trudeau como «un voto de confianza en un país que reconoce la necesidad de desarrollar nuestra energía de forma que tenga en cuenta el medio ambiente, y que trabaje en una alianza seria con las comunidades Indígenas»[90].

Las consecuencias de estos cambios de política (falta de acceso a los mercados y los correspondientes bajos precios tanto para petróleo como para gas natural) tienen un pequeño aspecto positivo: los recursos de bajo coste para los mercados internacionales. Si Canadá pudiera resolver sus limitaciones de acceso a los mercados y demostrar que los proyectos pueden progresar en su nuevo marco regulatorio, entonces Canadá podrá ser un suministrador de energía del futuro. Los próximos seis meses a un año, serán cruciales para demostrar un mejor entorno político, regulatorio y económico para el sector de la energía de Canadá.

Referencias

Ahir, Hites, Nicholas Bloom, y Davide Furceri. «The World Uncertainty Index». 2018.

Bellefontaine, Michelle. «Alberta Premier Announces 8,7% Oil Production Cut to Increase Prices». *CBC News*, 2 de diciembre de 2018.

Canadá. «Investment Canada Act (RSC, 1985, C. 28 [1st Supp.])».

Asociación de Productores de Petróleo de Canadá. «2018 Crude Oil Forecast, Markets and Transportation». 2018.

Cattaneo, Claudia. «"An Unjustified Infringement": First Nation Sues Ottawa, British Columbia over Oil Tanker Ban». 2018. «Bp's Whiting Refinery Overcomes Opposition, Providing Relief for Canadian Crude». *Financial Post*, 13 de febrero de 2014. «Northern Gateway Won't Succumb to Keystone's Fate». *Financial Post*, 2011.

[90] LNG Canada, «Lng Canada Announces a Positive Final Investment Decision», comunicado de prensa, 1 de octubre de 2018, https://www.lngcanada.ca/wp-content/uploads/2018/10/LNG-Canada-Takes-FID-Media-Release-October-1-2018.pdf.

Cattaneo, Claudia, y Geoffrey Morgan. «Pacific Northwest Lng, 2012-2017: How to Kill an Lng Project in Canada». *Financial Post*, 28 de julio de 2017.

Colton, John, Kenneth Corscadden, Stewart Fast, Monica Gattinger, Joel Gehman, Martha Hall Findlay, E. Dylan Morgan, *et al.* «Energy Projects, Social Licence, Public Acceptance and Regulatory Systems in Canada: A White Paper». *Escuela de Política Pública*, Publicaciones 9, n.º 20, mayo de 2016.

Dobson, Sarah, G. Kent Fellows, Trevor Tombe, y Jennifer Winter. «The Ground Rules for Effective Obas: Principles for Addressing Carbon-Pricing Competitiveness Concerns through the Use of Output-Based Allocations». *Escuela de Política Pública*, Publicaciones 10, n.º 17 (2017).

Dobson, Sarah, y Jennifer Winter. «Assessing Policy Support for Emissions-Intensive and Trade-Exposed Industries». *Escuela de Política Pública*, Publicaciones 11, n.º 28. 2018.

Enbridge Northern Gateway LP. *Enbridge Northern Gateway Project Application*. 2010.

Enbridge Pipelines Inc. «Line 3 Replacement Program (Canada)», https://www.enbridge.com/Projects-and-Infrastructure/Projects/Line-3-Replacement-Program-Canada.aspx. «Line 3 Replacement Program Application». 2014.

Energy East Pipeline Ltd. y TransCanada PipeLines Limited. «Transcanada Withdraws Energy East and Eastern Mainline Project Applications». 2017.

Gelinas, Johanne, Doug Horswill, Rod Northey, y Renee Pelletier. «Building Common Ground: A New Vision for Impact Assessment in Canada». 2017.

Gobierno de Alberta. «Partial Upgrading Program», https://www.alberta.ca/partial-upgrading-program.aspx.

Gobierno de British Columbia. «British Columbia Files Constitutional Challenge of Alberta Legislation», https://news.gov.bc.ca/releases/2018AG0035-000984. «British Columbia Outlines Requirements for Heavy Oil Pipelines Consideration», https://news.gov.bc.ca/stories/british-columbia-outlines-requirements-for-heavy-oil-pipeline-consideration. «Province Submits Court Reference to Protect B.C.'S Coast», comunicado de prensa, 26 de abril de 2018, https://news.gov.bc.ca/releases/2018PREM0019-000742.

Gobierno de Canadá. «A Proposed New Impact Assessment System», https://www.canada.ca/en/services/environment/conservation/assessments/environmental-reviews/environmental-assessment-processes.html. «Consultation Paper on Approach to Revising the Project List: A Proposed Impact Assessment System», n. d. «Government of Canada Releases Policy Statement and Revised Guidelines for Investments by State-Owned Enterprises», http://news.gc.ca/web/article-en.do?nid=711489. «Investment Canada Act: Thresholds», https://www.ic.gc.ca/eic/site/ica-lic.nsf/eng/h_lk00050.html. «National Energy Board Modernization: Expert Panel», https://www.neb-modernization.ca/neb-welcome. «Oil Taker Moratorium on British Co-

lumbia's Coast», https://www.tc.gc.ca/eng/marinesafety/oil-tanker-moratorium-british-columbia-north-coast.html. «Pan-Canadian Framework on Clean Growth and Climate Change», http://publications.gc.ca/collections/collection_2017/eccc/En4-294-2016-eng.pdf.

Indigenous and Northern Affairs Canada. «Faqs on Actions Being Taken under the Canada-Us Joint Arctic Statement», http://www.aadnc-aandc.gc.ca/eng/1482262705012/1482262722874.

Agencia Internacional de la Energía. «World Energy Outlook 2018». 2018.

Kane, Laura. «Ottawa Loses Key Trans Mountain Court Case, but Pushes Ahead with Pipeline». *Financial Post*, 30 de agosto de 2018.

Laidlaw, David. «Bill C-69, the Impact Assessment Act, and Indigenous Process Considerations». *ABlawg* (2018). Publicación electrónica 15 de marzo de 2018, https://ablawg.ca/2018/03/15/bill-c-69-the-impact-assessment-act-and-indigenous-process-considerations/.

Lauzon, Helene, Gary Merasty, David Besner, Wendy John, y Brenda Kenny. «Forward, Together – Enabling Canada's Clean, Safe and Secure Energy Future». 2017.

LNG Canada. «Lng Canada Announces a Positive Final Investment Decision», comunicado de prensa, 1 de octubre de 2018, https://www.lngcanada.ca/wp-content/uploads/2018/10/LNG-Canada-Takes-FID-Media-Release-October-1-2018.pdf.

Mascher, Sharon. «Bill C-69 and the Proposed Impact Assessment Act: Rebuilding Trust or Continuing the "Trust Us" Approach to Triggering Federal Impact Assessment?». *ABlawg* (2018). Publicación electrónica 29 de marzo de 2018, https://ablawg.ca/2018/03/29/bill-c-69-and-the-proposed-impact-assessment-act-rebuilding-trust-or-continuing-the-trust-us-approach-to-triggering-federal-impact-assessment/.

McKay, Dave. «A New Silicon Valley». *Royal Bank of Canada*. 2018.

Morrow, Adrian. «Premiers Wynne and Couillard Set Seven Criteria for Energy East». *The Globe and Mail*, 21 de noviembre de 2014.

National Energy Board. «Canada's Energy Future 2016: Energy Supply and Demand Projections to 2040», http://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/ftr/2016/index-eng.html. «Canada's Energy Future 2018: Energy Supply and Demand Projections to 2040». 2018. «Canada's Pipeline Transportation System 2016». 2016. «Canada's Energy Future 2017: Energy Supply and Demand Projections to 2040». 2017. «Canada's Energy Future 2018: Energy Supply and Demand Projections to 2040». 2018. «Canada's Role in the Global Lng Market – Energy Market Assessment». 2017. «Court Challenges to National Energy Board or Governor in Council Decisions», https://www.neb-one.gc.ca/pplctnflng/crt/index-eng.html. «Enbridge Northern Gateway Project – Sunset Clauses Extension Request», https://www.neb-one.gc.ca/pplctnflng/mjrpp/nrthrngtwsnst/index-eng.html. «Enbridge Pipelines Inc. – Line 3 Replacement Program», https://www.neb-one.gc.ca/pplctnflng/mjrpp/ln3rplcmnt/index-eng.html. «Energy East Hearing Panel Steps Down», co-

municado de prensa, 9 de septiembre de 2016, https://www.canada.ca/en/national-energy-board/news/2016/09/energy-east-hearing-panel-steps-down.html. «Energy East Hearing to Restart from the Beginning», comunicado de prensa, 27 de enero de 2017, https://www.canada.ca/en/national-energy-board/news/2017/01/energy-east-hearing-restart-beginning.html. «Energy Use in Canada's North: An Overview of Yukon, Northwest Territories, and Nunavut – Energy Facts», https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/archive/2011nrgsncndnrthfct/nrgsncndnrthfct-eng.html. «Expanded Focus for Energy East Assessment», comunicado de prensa, 23 de agosto de 2017, https://www.canada.ca/en/national-energy-board/news/2017/08/expanded_focus_forenergyeastassessment.html. «Market Snapshot: Canadian Tight Oil Production Update», https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/snpsht/2014/10-01tghtl-eng.html. «Market Snapshot: Investment in Canada's Oil and Gas Sector Declined from 2014 High», http://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/snpsht/2018/08-01nvstmntcndl-eng.html. «Market Snapshot: What Is Pipeline Apportionment?», https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/snpsht/2018/08-03pplnpprtnmnt-eng.html. «Trans Mountain Pipeline Ulc – Trans Mountain Expansion Project», https://www.neb-one.gc.ca/pplctnflng/mjrpp/trnsmntnxpnsn/index-eng.html. «Transcanada Keystone Pipeline Gp Ltd. – keystone Xl Pipeline», https://www.neb-one.gc.ca/pplctnflng/mjrpp/kstnxl2/index-eng.html.

Natural Resources Canada. «Interim Measures for Pipeline Reviews: Backgrounder», comunicado de prensa, 27 de enero de 2016, https://www.canada.ca/en/natural-resources-canada/news/2016/01/interim-measures-for-pipeline-reviews.html.

Notley, Rachel. «Rachel Notley: Alberta Faces a Momentous Decision on Oil Production». *Edmonton Journal*, 30 de noviembre de 2018.

Obama, Barack. «Statement by the President on the Keystone Xl Pipeline», comunicado de prensa, 6 de noviembre de 2015, https://obamawhitehouse.archives.gov/the-press-office/2015/11/06/statement-president-keystone-xl-pipeline.

Olszynski, Martin. «In Search of #Betterrules: An Overview of Federal Environmental Bills C-68 and C-69». *ABlawg* (2018). Publicación electrónica 15 de febrero de 2018, https://ablawg.ca/2018/02/15/in-search-of-betterrules-an-overview-of-federal-environmental-bills-c-68-and-c-69/.

Perrault, Jean-Francois, y Rory Johnston. «Pipeline Approval Delays: The Costs of Inaction». *Global Economics Commodity Note*, 2018.

Peters & Co. Limited. «Canadian Oil Takeaway Update: Curtailments and Significant Impact on Government Royalties». *Energy Update*, 2018.

Pike, Helen. «U.S. Judge Halts Keystone Xl Pipeline Construction». *CBC News*, 8 de noviembre de 2018.

Rabson, Mia. «Ottawa Buying Kinder Morgan's Trans Mountain Pipeline, Terminal for $4.5 Billion». *Maclean's*, https://www.macleans.ca/politics/ottawa/

kinder-morgan-pipeline-bill-morneau-to-announce-if-ottawa-is-buying-trans-mountain-live-video/.

Reuters. «U.S. To Conduct Additional Keystone Xl Pipeline Review». 2018.

Seskus, Tony. «Alberta Bets on Oil Production Cuts but Industry Remains Divided on Market Intervention». *CBC News*, 3 de diciembre de 2018.

Tasker, John Paul. «Trudeau Cabinet Approves Trans Mountain, Line 3 Pipelines, Rejects Northern Gateway». *CBC News*, 29 de noviembre de 2016.

The Canadian Press. «Cancelled $36b Lng Project Was "Wake-up Call" to Industry, Says Energy Exec». *CBC News*, 12 de octubre de 2017.

Tunney, Catharine. «Morneau Says Government Willing to Compensate Kinder Morgan against Political Delays». *CBC News*, 16 de mayo de 2018.

Departmento de Estado de los Estados Unidos. «Department of State Record of Decision and National Interest Determination: keystone Xl Pipeline Application». 2017.

Wilt, James. «The Mega Oilsands Pipeline You've Never Heard Of». *The Narwhal*, 17 de octubre de 2018.

Winter, Jennifer. «Big Changes Ahead for Energy Regulation in Canada». *Escuela de Política Pública,* Blog (2018), https://www.policyschool.ca/big-changes-ahead-energy-regulation-canada/. «Making Energy Policy: The Canadian Experience». *Meeting the Paris Mandate: A Cross-National Comparison of Energy Policy-Making,* editado por Lorna A. Greening, Patrice Geoffron, y Raphael Heffron: Springer, 2019 (en prensa).

Winter, Jennifer, Sarah Dobson, G. Kent Fellows, Dexter Lam, y Paul Craig. «An Overview of Global Liquefied Natural Gas Markets and Implications for Canada». *Escuela de Política Pública, Publicaciones* 11, n.º 21 (2018). «The Potential for Canadian Lng Exports to Europe». *Escuela de Política Pública, Publicaciones* 11, n.º 20 (2018).

Wright, David V. «Indigenous Engagement and Consideration in the Newly Proposed Impact Assessment Act: The Fog Persists». *ABlawg* (2018). Publicación electrónica 27 de febrero de 2018, https://ablawg.ca/2018/02/27/indigenous-engagement-and consideration-in-the-newly-proposed-impact-assessment-act-the-fog-persists/.

Capítulo tercero

Geoestrategia y energía en el golfo de Guinea

Emilio Sánchez de Rojas Díaz

Resumen

El artículo pretende analizar el golfo de Guinea como un sistema energético abierto, y describir los principales factores que afectan al sector de la energía en el golfo de Guinea (GdG). En el primer bloque, abordamos el escenario global, es decir la geopolítica, las estrategias de las grandes potencias, el escenario energético y la importancia del cambio climático. El escenario geográfico incluye la geografía política, los recursos energéticos, la gobernanza local y regional, y el marco de seguridad y sus posibles efectos sobre las inversiones y otras decisiones de las multinacionales. La explotación energética aborda el papel de las multinacionales energéticas, de las empresas energéticas locales, las políticas energéticas, o como afecta la contaminación y descontaminación en las decisiones de las multinacionales.

La primera conclusión es la gran importancia que tiene por una parte el escenario global en su conjunto, caracterizado por la incertidumbre y definido por las estrategias de las grandes potencias y su actitud hacia el cambio climático. También se puede identificar la creciente importancia para las multinacionales de la seguridad de su personal e instalaciones, y de la responsabilidad social corporativa (contaminación del suelo), que favorece un cambio desde el modelo de explotación *upstream* centrándose en exploraciones *off-shore*, transfiriendo las explotaciones tierra adentro a las compañías locales.

Palabras clave

Energía, geoestrategia, golfo de Guinea, seguridad, piratería, Nigeria, Angola, contaminación, cambio climático.

Abstract

The article aims to analyze the Gulf of Guinea as an open energy system, and describe the main factors affecting the energy sector in the Gulf of Guinea. In the first block, we approach the global scenario, that is, geopolitics, the strategies of the great powers, the energy scenario and the importance of climate change. The geographical scenario, includes political geography, energy resources, local and regional governance, and the security framework and its possible effects on investments and other decisions of multinationals. Energy exploitation addresses the role of energy multinationals, local energy companies, energy policies, or how pollution and decontamination affect the decisions of multinationals.

The first conclusion is the great importance of the global scenario as a whole, characterized by uncertainty and defined by the strategies of the great powers and their attitude towards climate change. It can also identify the growing importance for multinationals of the security of their personnel and facilities, and corporate social responsibility (soil contamination), which favors a change from the upstream exploitation model focusing on off-shore exploration, transferring the land holdings to local companies.

Keywords

Energy, geostrategy, Gulf of Guinea, security, piracy, Nigeria, Angola, pollution, climate change.

Introducción

El título del artículo, «Geoestrategia y energía en el golfo de Guinea» nos invita a analizar el golfo de Guinea como un sistema energético abierto.

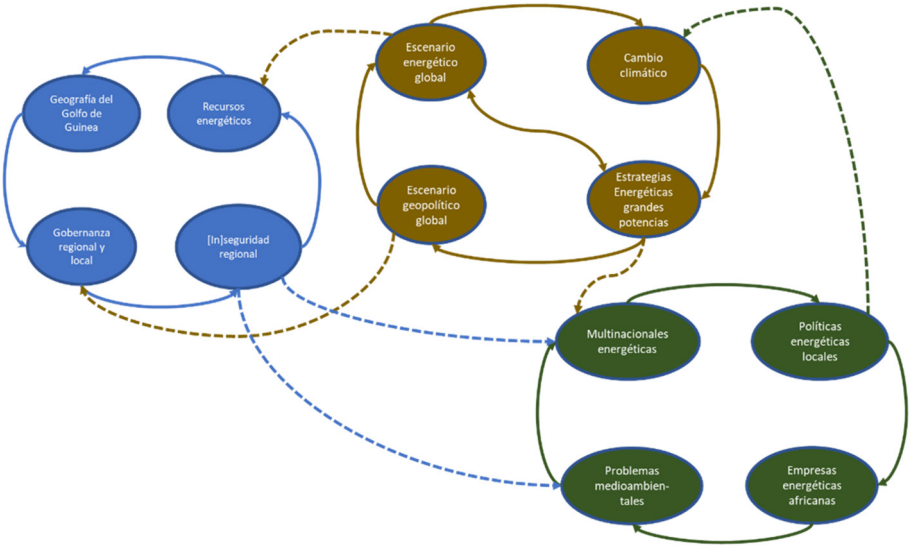


Ilustración 1: energía y estrategias en el golfo de Guinea, una visión sistémica

Un estudio dinámico del sistema nos permitirá describir los principales factores que afectan al sector de la energía en el golfo de Guinea (GdG), e identificar como se relacionan entre ellos de forma dinámica. El esquema de la figura 1, trata de describir —de forma simplificada— las citadas dinámicas, e identificar los principales subsistemas del mismo que a su vez están interrelacionados:

- El escenario global: la geopolítica, las estrategias de las grandes potencias, el escenario energético y la importancia del cambio climático.
- El escenario geográfico: incluyendo la geografía política, los recursos energéticos, la gobernanza local y regional, y el marco de seguridad y sus posibles efectos sobre las inversiones y otras decisiones de las multinacionales.
- La explotación: papel de las multinacionales energéticas, de las empresas energéticas locales, las políticas energéticas, o como afecta la contaminación y descontaminación del suelo en las decisiones de las multinacionales.

La primera conclusión que se deduce de la figura es la gran importancia que tiene por una parte el escenario global en su conjunto, un escenario que se caracteriza por la incertidumbre y se define por las estrategias de las grandes potencias y su actitud hacia el cambio climático. También se puede identificar la creciente importancia para las multinacionales de la seguridad de su personal e instalaciones, y de la responsabilidad social corporativa (contaminación

del suelo), que favorece un cambio desde el modelo de explotación *upstream* centrándose en exploraciones *off-shore*, transfiriendo las explotaciones tierra adentro a las compañías locales.

Hemos optado por una aproximación de arriba abajo: estudiar el escenario global y las estrategias de las grandes potencias hacia la región, continuar con el escenario geográfico, la gobernanza y la situación de seguridad, para finalizar con el escenario de explotación, el ámbito energético del golfo de Guinea.

El escenario global



Ilustración 2

La Globalización, está transformando los cimientos del sistema internacional. La globalización es un fenómeno que ha definido un nuevo marco de referencia con cuatro características básicas: su extensión (las redes globales); su intensidad (la interconexión global); su velocidad (la de los flujos globales y los cambios de tiempo) y, finalmente, su impacto (dada la propensión de las interconexiones globales).

La idea de globalización fomenta la creencia en una reducción gradual del papel de la geografía y la geopolítica en los estados. Pero el control exclusivo sobre las rutas y recursos no puede ser reemplazado por el «mercado», y podemos afirmar que la geografía y la geopolítica, son tan importantes como en el pasado[1].

[1] Grygiel, Jakub J. *Great Powers and Geopolitical Change,* 2006, Baltimore: JHU Press, p. x.

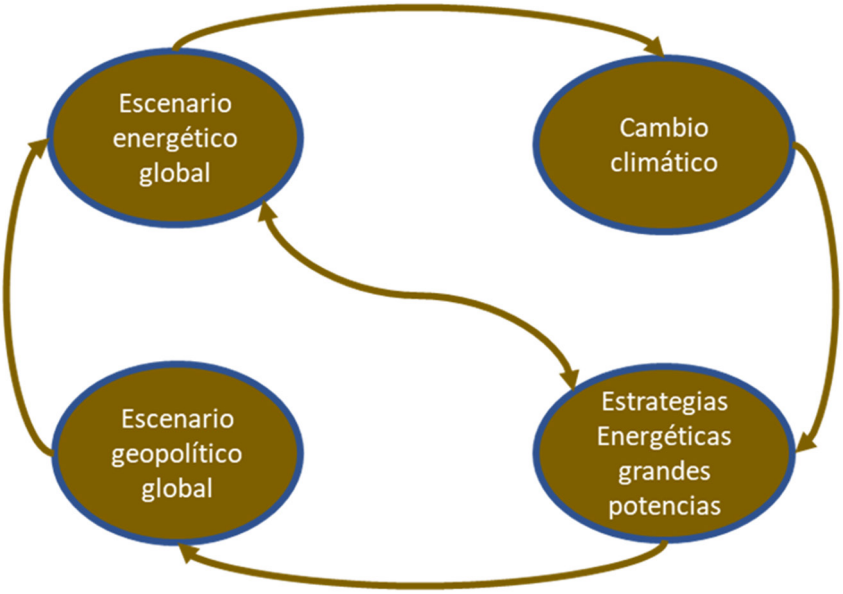


Ilustración 3

En línea con Grygiel, consideramos que escenario geopolítico global influye y se ve influido por el escenario energético global, y este, junto con las políticas relacionadas con el cambio climático, influyen en las estrategias energéticas de las grandes potencias, que a su vez «definen» el escenario geopolítico global. Comencemos con el escenario geopolítico global:

Escenario geopolítico

Podemos imaginar la interacción entre la geopolítica y la geoestrategia. Cuando un estado tiene en cuenta su situación geopolítica y desarrolla una geoestrategia reflejo de la misma —controla los centros de recursos y las líneas de comunicación— elevan su posición de poder y tiene la capacidad de acumular riqueza y aprovecharse de la de otros[2].

Afirmaba Henry Kissinger en «Diplomacy»[3] que, en cuanto a las relaciones entre estados, el «nuevo orden» será más parecido al sistema de estados europeos del siglo XVIII y XIX, que al de la guerra fría. *Zbigniew Brzezinski*, opina que los estados se conducen por propensiones heredadas —inclinaciones geopolíti-

[2] Grygiel, Jakub J., *op. cit*., p. x.
[3] Kissinger, Henry A. *Diplomacy,* 1994, Nueva York: Simon & Schuster, pp. 23-4.

cas tradicionales y sentido de la historia— y se diferencian por su capacidad de discriminar entre las ambiciones pacientes y autoengaños imprudentes[4].

Josep Baqués opina que:

> *«Los EE. UU. siguen siendo la primera potencia mundial. Sin embargo, China está recortando distancias a buen ritmo y Rusia ha demostrado tener una gran capacidad de resiliencia. En los próximos años veremos cómo se confirma la tendencia, ya vigente, hacia la consolidación de un mundo multipolar, en el que confluirá una evanescencia gradual del poder estadounidense con el lento pero contundente ascenso chino. En estas circunstancias, aunque el peso de Rusia es mucho más limitado (sin apenas pretensiones globales) todavía puede jugar un papel importante a la hora de decidir (y quizá decantar) las grandes alianzas a escala mundial»*[5].

El documento «Tendencias globales hasta 2035: geopolítica y poder internacional», apunta una serie de tendencias confirmadas:

- Existen grandes diferencias en los cambios demográficos entre los países desarrollados y en desarrollo. En los países de ingresos altos están experimentando un estancamiento o disminución de la población, mientras que los países en desarrollo, particularmente en el África subsahariana, están experimentando un aumento de la población en edad de trabajar.
- La pérdida del entusiasmo por la globalización es una realidad aparentemente reciente. En el escenario más probable, los patrones de globalización estarán menos determinados por la política y más por factores estructurales que dependen de una economía global orientada a los servicios. Pasaremos de un énfasis en el «libre» comercio, a un comercio «libre y justo».
- Para 2035, los avances tecnológicos impactaran los cimientos sociales y económicos de la sociedad. Las tecnologías que relacionadas con la automatización y el aprendizaje automático alteraran los mercados laborales, dejando obsoletos a millones de empleos.
- En cuanto a la competición por los recursos energéticos:
  - Es posible que el sector energético vea poca competencia por los recursos para 2035. Debido, en parte, a los rápidos avances de la energía renovable. Las compañías de energía están posicionándose ante este nuevo modelo de negocio, y librándose de activos con alto contenido de carbono.

---

[4] Brzezinski, Zbigniew**.** *Strategic Vision: America and the Crisis of Global Power*, 2012, Nueva York: Basic Books, p. 76.

[5] Baqués, Josep, «Análisis de tendencias geopolíticas a escala global». *ieee.es*. En línea, 9 de enero de 2018, http://www.ieee.es/Galerias/fichero/docs_investig/2018/DIEEEINV18-2017_Analisis_Tendencias_Geopoliticas_EscalaGlobal_JosepBaques.pdf.

  - La caída de precio de energía solar y eólica terrestre coloca la energía renovable en una nueva posición. Para el 2035, cumplirán con los criterios de asequibilidad, sin subsidios en los países en desarrollo, lo que implica un aumento de la capacidad de generación en todo el mundo.

- En muchos sentidos, el equilibrio de poder en el 2017 es parecido al del 2000, pero en otros aspectos fundamentales, el mundo ha cambiado. Las guerras en Irak y Afganistán han hecho que Estados Unidos y sus socios recelen de las intervenciones. China ha ampliado su presencia global, con inversiones, ayudas y bases militares. Rusia ha demostrado estar dispuesta a intervenir en países vecinos con «guerras» de información.
- Si bien el cambio climático es un proceso gradual que se sentirá a lo largo de décadas, también aumenta la probabilidad de desastres naturales repentinos. Para el 2035, es probable que el mundo se enfrente con más desastres naturales y se requiera que el sistema político se adapte a ellos[6].

Para Oxford Analytica, Estados Unidos seguirán siendo el actor más poderoso del sistema internacional, pero su ventaja sobre otras potencias se reducirá, y se resistirá a emplear su poder en operaciones cinéticas. Los Estados Unidos seguirán siendo la mayor potencia militar del mundo en 2035. Aunque China aumente sus gastos militares[7].

El cambio climático, unido a la revolución tecnológica se ha convertido en un factor esencial para el escenario geopolítico y geoenergético global, al afectar a las políticas, y por ende a las demandas energéticas de las grandes potencias.

Cambio climático

En septiembre de 2015, 193 países, desarrollados y en vías de desarrollo, aprobaron la Agenda 2030 para un desarrollo Sostenible, con 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), entre los que se incluye un objetivo específicamente dirigido a asegurar un acceso universal a una energía moderna, sostenible, fiable y abordable (ODS 7) que obliga a aumentar la proporción de energía renovable en el mix global. La energía afecta a otros ODS (3,11, 12, 13).

La producción y uso de energía es la fuente más importante de contaminación del aire, originada por la actividad humana. La importancia de las políticas sobre la calidad del aire es creciente, pero el impacto sobre la salud de los contaminantes sigue siendo grave: diariamente mueren 18.000 personas como resultado de la contaminación del aire.

---

[6] Oxford Analytica**.** *Global Trends to 2035, Geo-politics and international power,* 2017, Bruselas: EU Directorate General for Parliamentary Research Services, ISBN 978-92-846-1494-3.

[7] Ibíd.

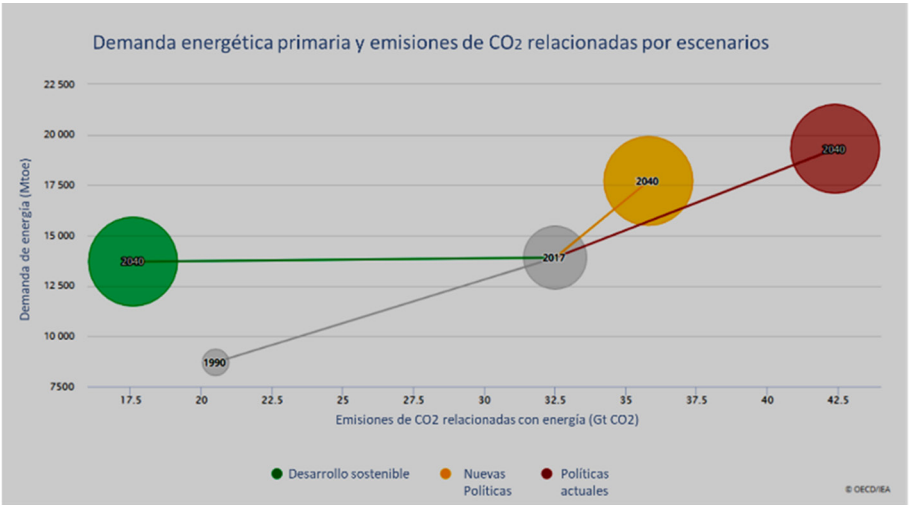


Ilustración 4

La cumbre de París sobre cambio climático, COP-21, por un lado, establece unos objetivos para el año 2040, por otro lado, sirvió para que los países anunciaran sus políticas medioambientales, y las energéticas representan una parte esencial. Estas políticas sirven de base para la definición de un escenario de «nuevas políticas» energéticas, que nos orienta sobre cómo estará el sector energético hacia 2040, incorporando las contribuciones nacionales anunciadas[8] [9].

En el escenario de «nuevas políticas», las emisiones globales de CO_2 relacionadas con la energía aumentan ligeramente hasta 2040 pero contempla algunos signos positivos: en China, se prevé que las emisiones de CO_2 se estabilicen a 9,2 Gt (ligeramente por encima de los niveles actuales) para 2030, cuando comenzarían a retroceder. Pero a pesar de los esfuerzos nacionales, las muertes prematuras a causa de la contaminación del aire aumentan desde los tres millones actuales a más de cuatro millones en 2040[10].

La producción y el consumo de energía representan dos tercios de las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero (GEI), lo que significa que los compromisos asumidos en la COP-21 deben reducir significativamente las emisiones de GEI[11].

---

[8] Aunque en algunos casos, estas últimas sean posteriormente modificadas (EE. UU.).

[9] WEO**.** «World Energy Outlook 2017», 2017, Paris: OECD/International Energy Agency, p. 37.

[10] WEO**.** «World Energy Outlook 2017». *IEA*. En línea, 2017, https://www.iea.org/weo2017/#section-6-7.

[11] WEO**.** *Energy and Climate Change World Energy Outlook Special Report Résumé*. 2015, Paris: OCDE/AIE.

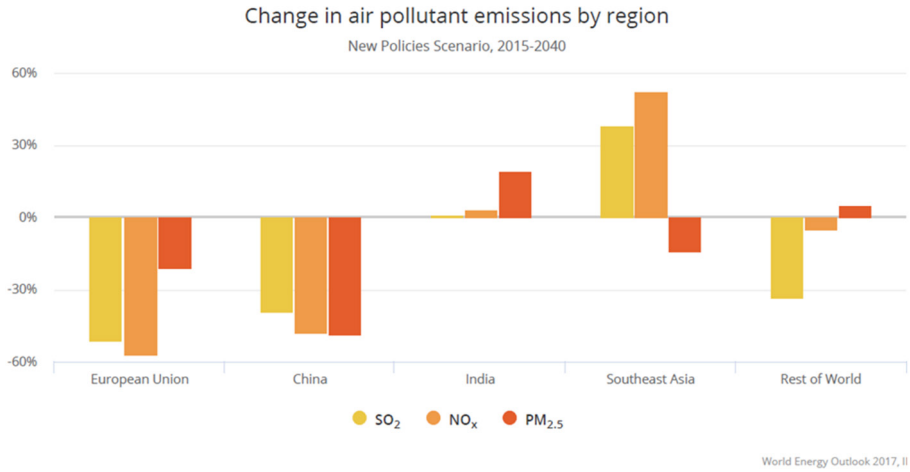


Ilustración 5

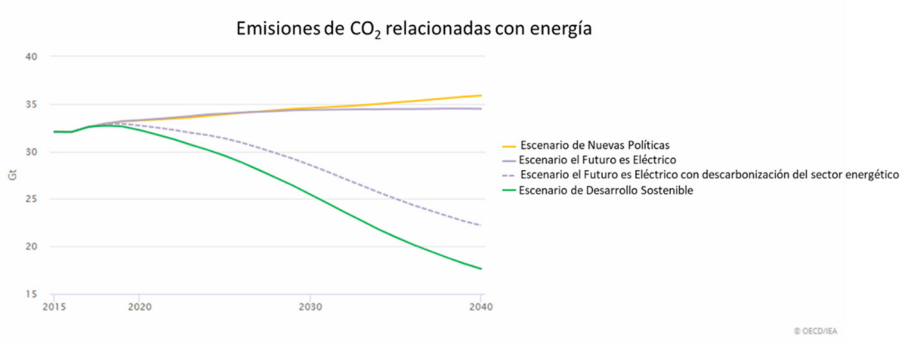


Ilustración 6

Los compromisos nacionales en la COP-21 deben propiciar un «círculo virtuoso» con objetivos ambiciosos. El sector energético —claramente estratégico— necesita objetivos claros y certeza sobre las acciones futuras de los líderes políticos[12].

Un escenario de «desarrollo sostenible» (EDS)[13], parte de una visión de hacia dónde debería encaminarse el sector energético para alcanzar los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), centrándose en tres objetivos:

[12] WEO. *«Energy and Climate Change World Energy Outlook», op. cit.*, p. 3.

[13] IEA. «Sustainable Development Scenario». *IEA*. En línea, 2018, https://www.iea.org/weo/weomodel/sds/.

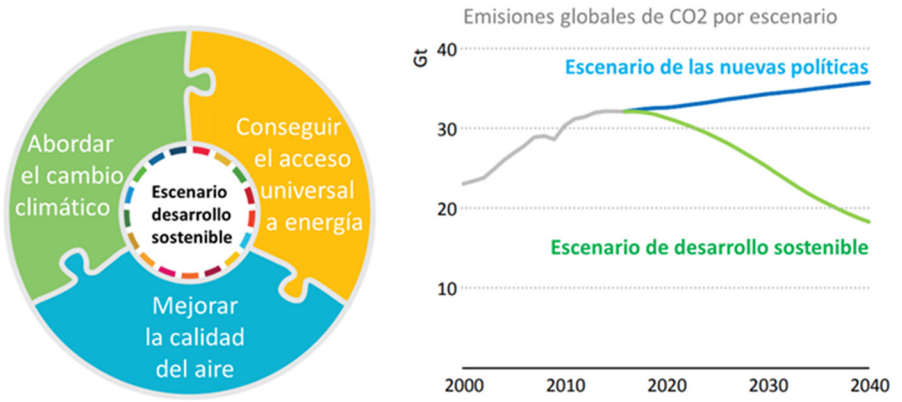


Ilustración 7

1. El acceso universal a la energía para 2030 (electricidad y cocina limpia).
2. Una imagen de 2040 coherente con los Acuerdos de París (alcanza rápidamente el pico de emisiones, seguido de una disminución sustancial).
3. Una reducción clara de otros contaminantes relacionados con la energía, consistente con una mejora sustancial en la calidad del aire y la reducción de muertes prematuras[14].

Las emisiones globales de CO_2 alcanzan su pico alrededor de 2020 y luego disminuyen drásticamente hasta 2040.

Las emisiones de GEI relacionadas con la energía alcanzarían su pico igualmente en 2020. Para el 2040, alcanzaríamos la mitad del nivel actual y las cero emisiones en 2070, en línea con los objetivos del Acuerdo de París[15].

Pero la realidad es otra, y parece difícil cumplir con el Acuerdo de París. Los indicadores aportados a la conferencia climática COP-24, apuntan que el crecimiento global de las emisiones, está impulsado por el aumento del consumo de energía, asociada al 3,7% de expansión de la economía global[16].

Sobre la base del escenario de «nuevas políticas», el mundo no está en vías de lograr los resultados de los ODS de las Naciones Unidas relacionados con la energía: para lograr el acceso universal a la energía (ODS 7), para reducir el los graves impactos en la salud de la contaminación del aire (parte de los ODS 3) y para hacer frente al cambio climático (ODS 13)[17].

---

[14] WEO. *«World Energy Outlook 2017», op. cit.*, p. 37-8.

[15] IEA. «Carbon emissions from advanced economies set to rise in 2018 for first time in five years, reversing a declining trend». En línea, 4 de diciembre de 2018, https://www.iea.org/newsroom/news/2018/december/carbon-emissions-from-advanced-economies-set-to-rise-in-2018-for-first-time-in-fi.html.

[16] Ibíd.

[17] IEA. «Sustainable Development Scenario», *op. cit.*

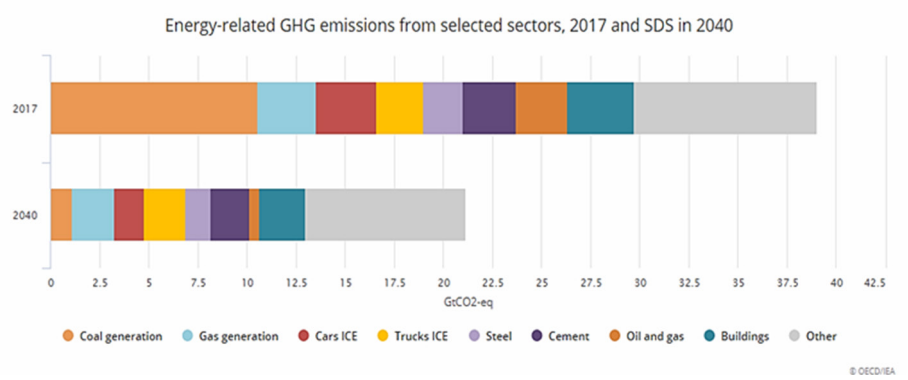


Ilustración 8. El EDS reduce las emisiones de CO2 de acuerdo con la COP21, y aborda la contaminación del aire y el acceso universal a la energía

Las políticas energéticas de las grandes potencias consumidoras de energía, será el factor más determinante para definir el escenario energético global, nuestro próximo apartado.

Escenario energético global



Ilustración 9. Las renovable seguidas del gas natural son las principales ganadoras en 2040 World Energy Outlook 2016

Tratar de sintetizar el escenario energético global en unas pocas páginas es tarea imposible, pero si es conveniente seleccionar algunos indicadores recientes

(2017 y 2018) pertinentes para nuestro estudio sobre golfo de Guinea, teniendo en cuenta que el petróleo y el gas son los elementos energéticos esenciales.

El mundo está desarrollando un nuevo tipo de sistema energético, pero algunas deficiencias son evidentes:

- Asequibilidad: los costos de la energía solar fotovoltaica y la energía eólica continúan reduciéndose, pero los precios del petróleo subieron a más de 80 dólares por barril en 2018 por primera vez en cuatro años.
- Fiabilidad: los riesgos para el suministro de petróleo y gas continúan[18], y uno de cada ocho habitantes de la población mundial no tiene acceso a la electricidad.
- Sostenibilidad: las emisiones globales de dióxido de carbono (CO_2) atribuibles a la energía aumentaron un 1,6% en 2017 y los datos iniciales sugieren un crecimiento en 2018 incompatible con los objetivos climáticos. La contaminación relacionada con la energía sigue causando millones de muertes prematuras[19].



Ilustración 10

La electricidad es la energía preferida para unas economías sustentadas en tecnologías digitales sectores industriales más ligeros, y servicios. El empleo creciente de la energía solar fotovoltaica y eólica concede una importancia sin precedentes al funcionamiento flexible de los sistemas de energía eléctrica.

[18] Como muestra la espiral descendente de Venezuela.

[19] WEO**.** *«World Energy Outlook 2018».* París: OECD/IEA, 2018.

Aunque el consumo de carbón se recuperó en 2017, las decisiones de inversión en nuevas centrales eléctricas de carbón fueron muy inferiores al nivel de los últimos años[20].

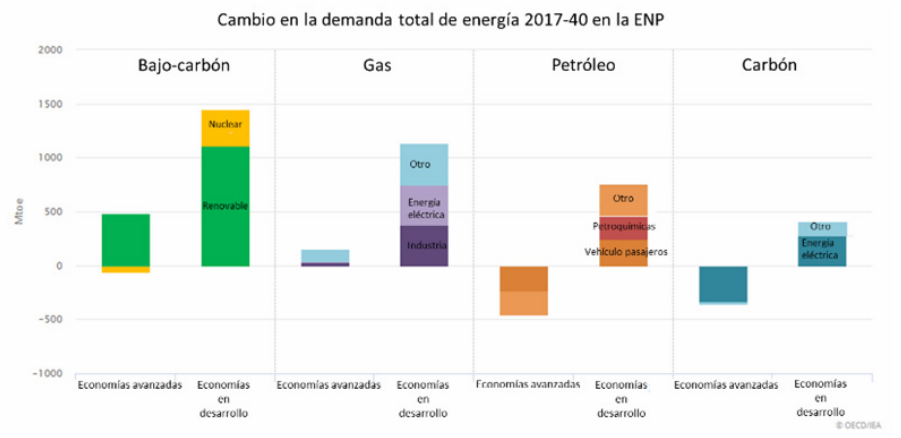


Ilustración 11

En un escenario coherente con las nuevas políticas, las necesidades globales de energía crecerán a un ritmo menor, pero sumarán un 30% hasta el 2040. Las principales tendencias energéticas son:

- Un rápido desarrollo y reducción de costes en las tecnologías de energías limpias.
- Una creciente electrificación de la energía.
- Un cambio hacia una economía más orientada a los servicios y un mix energético más limpio en China.
- La resiliencia de gas y petróleos de esquisto en Estados Unidos.
- La demanda de gas natural crecerá hasta alcanzar un cuarto de la demanda total de energía[21].

El aumento en el comercio mundial de gas, respaldado por la revolución de los esquistos en Estados Unidos y el aumento del gas natural licuado (GNL), continúa transformando los mercados de gas. En los últimos años, las políticas para combatir la contaminación del aire han sido un factor clave para el crecimiento de la demanda de gas natural, que crece rápidamente en China, lo que refleja un esfuerzo político para mejorar la calidad del aire. Las economías en desarrollo en Asia representan la mitad del crecimiento de la demanda total hasta 2040.

[20] WEO. *«World Energy Outlook 2018», op. cit.*, p. 2-4.
[21] WEO. *«World Energy Outlook 2017», op. cit.*, p. 23.

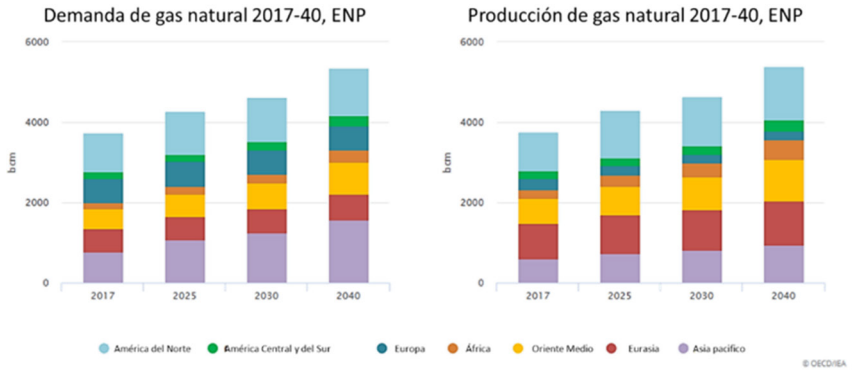


Ilustración 12

Los Estados Unidos representan el 40% del crecimiento de la producción total de gas hasta 2025, pero las fuentes de crecimiento diversifican a medida que la producción de gas de esquisto de EE. UU. se aplana y en otras regiones aumenta.

En relación con el petróleo, en un escenario de aplicación de las nuevas políticas:

- La producción de petróleo convencional, se reducirá ligeramente hacia 2040, al no poder los nuevos descubrimientos compensar las pérdidas de los actuales. Se da una importancia creciente a la obtención de crudo procedente de aguas profundas y ultra profundas, cuyo crecimiento se espera que alcance el 50% en los próximos 25 años. Brasil aportaría casi la mitad de la producción en 2040.
- A pesar de las contribuciones de Canadá, la incertidumbre política y el negativo clima de inversiones en Venezuela reducirán el crecimiento de la producción total de petróleo ultra pesado y betunes.
- El principal cambio será en la producción de *tight oil* en los Estados Unidos, que alcanzará su máximo alrededor de 2025, para luego retroceder hasta 2040. La incertidumbre a largo plazo es cuánto puede aumentar la producción de *tight oil*, cuánto tiempo puede permanecer a niveles altos de producción[22].

Entre los principales actores en el golfo de Guinea, se prevé que la producción de Angola pase de 1,8 millones de barriles/día en 2016 a 1,5 en 2040 con una reducción del 0,7%, mientras que la Nigeria pasaría de 1,9 millones de barriles/día en 2016 a 2,5 en 2040, con un aumento del 1,1%[23].

Eficiencia energética. A nivel mundial, el uso de la energía y el desarrollo económico se están desacoplando la intensidad energética de la economía[24] disminu-

[22] WEO**.** «World Energy Outlook 2017», *op. cit*., pp. 182-185.
[23] Ibíd, p. 189.
[24] Cantidad de energía utilizada para generar una unidad de PIB (TPES / PIB).

yó globalmente en un 34% entre 1990 y 2016. En China, la citada intensidad se redujo en un 70% durante este periodo[25].

El sector del transporte en su conjunto representó la mayor proporción del consumo final de energía en 2016 (36%), seguido por la industria manufacturera (23%) y el sector residencial. El consumo de energía para el transporte está dominado por los vehículos de carretera (89%), el transporte aéreo representa el 7%; y el transporte marítimo y ferroviario suman en su conjunto aproximadamente el 4%[26].

La inversión global en energía ascendió a 1.8 billones de dólares en 2017, un 1.9% del PIB mundial.

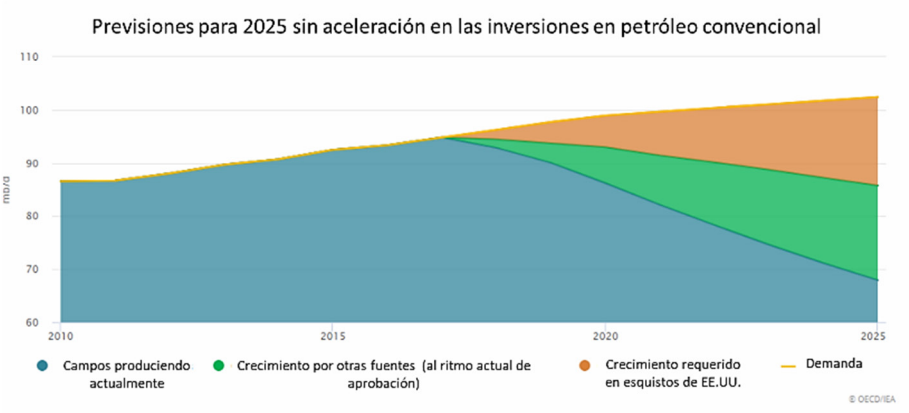


Ilustración 13

Por tercer año consecutivo, la inversión en términos reales se redujo en un 2%[27], principalmente por el estancamiento en la inversión en combustibles fósiles, centrales de carbón, hidroeléctrica y nuclear. El sector de la electricidad fue el principal receptor de inversión energética por segundo año consecutivo, indicador de la electrificación de la economía mundial, respaldada por una sólida inversión en energía renovable[28].

Los costes unitarios de los proyectos de energía solar fotovoltaica, el 8% de la inversión global en energía, se redujeron en casi un 15% por reducción de precios de los módulos y el desplazamiento de la producción hacia regiones de menor coste, particularmente en China, impulsada por el creciente suministro de electricidad, las redes de bajo carbono y la eficiencia energética[29].

---

25 IEA. *«Energy Efficiency Indicators Highlights»*, 2018, Paris: OECD/IEA.
26 Ibíd.
27 En comparación con el 2016.
28 IEA, *«World Energy Investment 2018»*, 2018, Paris: International Energy Agency, p. 11.
29 Ibíd.

Pero el flujo de nuevos proyectos *upstream* parece orientarse a una desaceleración inminente en la demanda de combustibles fósiles, lo que podría conducir a una crisis de suministro, con un déficit en la oferta y una mayor escalada de los precios particularmente en el petróleo. Los nuevos proyectos de petróleo crudo convencional, aprobados en los últimos tres años, solo cubrirían la mitad de las necesidades para equilibrar el mercado hasta 2025[30].

La inversión relacionada con las mejoras en la eficiencia energética se mantuvo estable, mientras que el aumento en 2017 fue favorecido por el gasto en calefacción, refrigeración y eficiencia de iluminación en edificios, apoyado por la estandarización de proyectos compatibles con diferentes tipos de edificios[31].

El uso de petróleo por los automóviles de pasajeros ha comenzado a estancarse o declinar en países industrializados, mientras que su uso en los vehículos de transporte por carretera sigue aumentando[32].

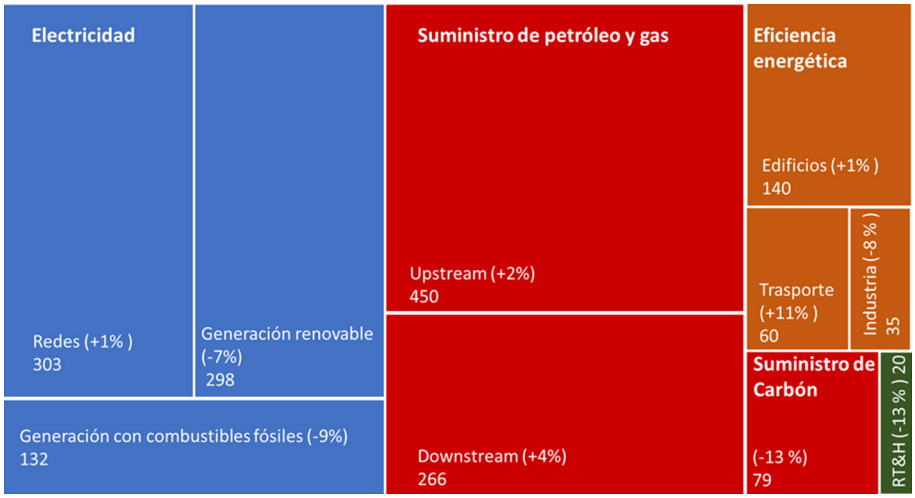


Ilustración 14. Distribución de las inversiones en energía

La fabricación de productos petroquímicos y sus derivados absorbe aproximadamente el 14% del petróleo y el 8% del gas. El uso de acondicionadores y ventiladores representa en la actualidad casi el 20% del total de la electricidad utilizada en los edificios de todo el mundo. Esta tendencia aumentará a medida que el crecimiento económico y demográfico global se concentre en los países más cálidos[33].

30 WEO. «World Energy Outlook 2018», *op. cit.*, p. 6.
31 IEA, *«World Energy Investment»,* ibíd, p. 12.
32 OECD/IEA**.** *«The Future of Trucks»,* 2017. París: IEA.
33 OECD/IEA**.** *«The Future of Cooling».* 2018. París: IEA.

Estrategias energéticas de las grandes potencias

El principal determínate para el crecimiento de la demanda de energía son las políticas energéticas[34]. Aunque no es vital, el GdG es importante para las estrategias energéticas y de seguridad de las grandes potencias, particularmente para la UE., EE. UU., Francia, China, India, Rusia y Brasil. Sus intereses son diferentes, en función de su dependencia de la importación de energía y sus estrategias también lo son. El primer elemento definitorio es la influencia creciente de China, en su competición con los EE. UU.

Asia es el principal consumidor regional de petróleo, carbón, energía renovable e hidroelectricidad, mientras que América del Norte es líder en energía nuclear y gas natural. Asia domina el consumo mundial de carbón, que representa casi las tres cuartas partes del consumo mundial (74,5%). La participación de Asia en el mercado del carbón ha aumentado de manera constante desde 1965, cuando solo representaba el 17% del consumo de carbón. Alcanzó la marca del 50% en 2001[35].

En 2010 Freedom C. Onuoha[36], investigador del *African Centre for Strategic Research and Studies,* del *National Defence College* de Nigeria, afirmaba que, en los últimos tiempos, el GdG había sido testigo del influjo de las petroleras estadounidenses en busca de crudo ligero. Washington veía al petróleo de África como una oportunidad crucial para diversificar su suministro. Empresas petroleras estadounidenses como ExxonMobil, ChevronTexaco, Amerada Hess, Noble Energy, Kellogg Brown & Root y Kerr McGee incrementaron su inversión en la región, y la necesidad de proteger estas inversiones y garantizar su suministro a los Estados Unidos, fueron la base para el establecimiento del AFRICOM.

Además de las mayores petroleras norteamericanas, las petroleras europeas y asiáticas compiten por los derechos de exploración y los bloques petroleros en el GdG, en lo que los medios de comunicación y en la literatura académica ha denominado la «Tercera lucha por África»: Europa depende de los recursos naturales de otras partes del mundo para sus necesidades energéticas y las grandes petroleras de Asia —especialmente China— están compitiendo por una fuerte presencia en la región[37].

Para Baqués Quesada[38] China y Rusia son Estados clave para la geopolítica de los próximos lustros. Distintos entre sí y con no pocas oportunidades de fricción, ambos mantienen unas relaciones complejas con los Estados Unidos. La política

---

34 WEO**.** *«World Energy Outlook 2017», op. cit.,* p. 33.

35 BP. *«BP Statistical Review of World Energy 2018».* Londres: *BP Statistical Review of World Energy*, 2018, p. 11.

36 Onuoha, Freedom C. *«The Geo-strategy of Oil in the Gulf of Guinea: Implications for Regional Stability».* 2010, *Journal of Asian and African Studies* 45(3), pp. 369-384.

37 Ibíd.

38 Baqués Quesada, Josep, *«La relación estratégica entre Rusia y China una mirada geopolítica».* 2018, *Revista general de marina*, Vol. 274, MES 4, págs. 721-730. ISSN 0034-9569.

rusa hacia África sufrió tras la «disolución» de la Unión Soviética, pero de manera lenta la situación comenzó a mejorar, lo que se reflejó en sus actividades[39]. Las aspiraciones rusas en África pasan por recuperar la influencia que gozaba la Unión Soviética, restableciendo su presencia y construyendo nuevos vínculos. En junio de 2009, Dmitry Medvedev, acompañado por una delegación de 300 empresarios, realizó una gira por la región, incluyendo Nigeria y Angola, indicativa del deseo de Moscú de fomentar la inversión y la participación en la región por medio de un patrocinio visible del gobierno[40].

Una diferencia importante entre Rusia y China, radica en que el área de influencia económica china va mucho más allá de la de Rusia. En los últimos tiempos, Pekín se ha embarcado en una estrategia sin precedentes en África, diseñada para garantizar el acceso a largo plazo a la vasta zona de África, su riqueza de las materias primas, especialmente el petróleo, y que incluye la búsqueda de recursos naturales, oportunidades comerciales, iniciativas diplomáticas y asociaciones estratégicas. La diplomacia petrolera de China en África realiza grandes desembolsos en ayudas, concesiones comerciales, préstamos comerciales blandos y acuerdos de petróleo por armas[41].

Las compañías petroleras estadounidenses, británicas y francesas habían dominado la industria petrolera de Nigeria, que era considerada por Washington como un activo de las grandes petroleras angloamericanas (ExxonMobil, Shell y Chevron), pero ese mito fue destruido por los avances de las empresas petroleras chinas. China había otorgado a Nigeria un préstamo de 2.5 millardos de dólares para infraestructura y desarrollo en 2006, y planeaba invertir 7 millardos de dólares en diversos sectores[42].

Como apunta Fareed Zakaria en *The Washington Post:*

> *«La visión de la administración Trump para desconectarse del mundo es una bendición para China. Mire el presupuesto propuesto por Trump, que reduciría el gasto en "poder blando"*[43] *en un 28%. Beijing, por el contrario, ha cuadruplicado el presupuesto de su ministerio de relaciones exteriores en la última década»*[44]*.*

David Shambaugh de la Universidad de George Washington estima el total del gasto en 1.4 billones de dólares[45]. La administración Trump quiere un ejército mayor, pero no es así como China trata de competir con el poder de los Estados Unidos. Los líderes chinos consideran que esta estrategia soviética de la Guerra Fría, fracasó estre-

---

39 Shubin, Vladimir. *Russia's policy towards Africa.* Milán: ISPI – Analysis, 2013.

40 Giles, Keir. *Russian Interests in Sub-Saharan Africa,* 2013, Carlisle: Strategic Studies Institute and U.S. Army War College Press.

41 Onuoha, Freedom C., *op. cit*.

42 Ibíd.

43 Diplomacia, ayuda extranjera, organizaciones internacionales.

44 Zakaria, Fareed. «Trump prepares to pass the world leadership baton to China». *The Washington Post.* 06 de 03 de 2017.

45 El Plan Marshall, costaría alrededor de cien mil millones de dólares de hoy.

pitosamente; el corolario es: dejar que Washington desperdicie recursos, mientras que Beijing los centra en la economía, la tecnología y el poder blando[46].

Por otro lado, la dependencia energética es diferente, mientras EE. UU. camina firmemente de la autosuficiencia a la exportación, gracias a la revolución del esquisto, la dependencia china —principal consumidor de energía del mundo desde 2009— es enorme, por lo que es esencial la evolución de su modelo económico, separándose del actual, cuya producción está orientada a la industria pesada, infraestructuras y la fabricación de bienes, impulsado por el carbón, que cubre más de dos tercios de las necesidades energéticas[47].

China dio a conocer su Estrategia Revolucionaria sobre la Producción y Consumo de Energía (2016-2030), con planes para carbón, petróleo, gas electricidad, gas de esquistos, metano de capas de carbón, nuclear, energía hidroeléctrica, solar, eólica, biomasa, geotérmica e innovación tecnológica energética. Aunque África es importante para la compra de petróleo y GNL por parte del comerciante estatal Unipec u otras compañías chinas, el continente sigue teniendo una prioridad baja para la exploración/producción. La transición energética tiene profundas implicaciones para China y a nivel global. Se espera que para 2040 el crecimiento de energía chino vega principalmente del gas natural y de las tecnologías bajas en carbón, una ruptura con las tendencias anteriores[48].

EE. UU., que ha demostrado la buena relación eficacia-coste de los nuevos recursos, es exportador neto de gas y lo será de petróleo a finales de la década de los años 20, convirtiéndose en la principal fuente adicional de petróleo para el mercado internacional. Pero ha sufrido un cambio brusco en sus políticas energéticas: una orden ejecutiva de marzo de 2017 ha enfatizado la importancia de sus recursos energéticos para el crecimiento económico y el empleo doméstico. La orden incluye una revisión del *Clean Power Plan,* de hecho, los Estados Unidos anunciaron la decisión de retirarse de los Acuerdos de París sobre Cambio Climático[49].

India dio a conocer un borrador de política energética nacional que propone una energía coordinada para alcanzar los objetivos nacionales y sectoriales, con un acceso universal a la electricidad para 2022, así como una reducción en las importaciones de petróleo (¿Lo sustituirá por carbón?), aumentar la capacidad de las renovables.

Escenario geográfico: el golfo de Guinea

El GdG se encuentra enclavado en la costa atlántica africana, contiene abundantes recursos pesqueros, mineros, forestales, y de hidrocarburos (petróleo y gas) y es zona de paso de las principales rutas marítimas de África occidental y central.

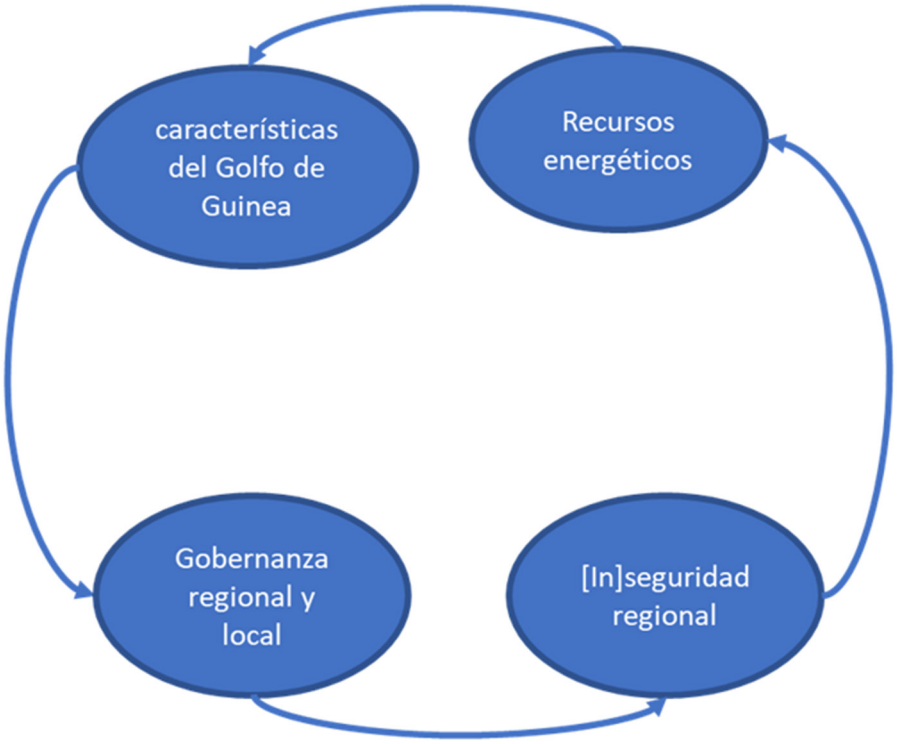
---

46 Ibíd.

47 WEO**.** *«World Energy Outlook 2017», op. cit.,* p. 72.

48 Ibíd., p. 74.

49 Ibíd., p. 24.



lustración 15

En él desembocan los dos principales sistemas fluviales del África Subsahariana: los ríos Níger y Congo; arterias fundamentales del comercio de los países ubicados en sus respectivas cuencas. En el litoral occidental se hallan los principales puertos marítimos por donde se embarca y descarga un importante volumen de mercancías, incluyendo las exportaciones e importaciones de países sin salida al mar, como Burkina Faso, Mali, Níger, Chad o República Centroafricana[50].

Geográficamente, se extiende desde el Cabo Palmas, en la frontera entre Liberia y Costa de Marfil hasta el Cabo López en Gabón, incluyendo las costas de Liberia, Costa de Marfil, Ghana, Benín, Togo, Nigeria, Camerún, Santo Tomé y Príncipe, Guinea Ecuatorial y Gabón; y contiene dos golfos interiores: el de Benín, al oeste y el de Biafra, al este.

Desde un punto de vista geopolítico, el GdG forma parte de dos de las subregiones de África definidas por NN. UU.: África Occidental y Central. Así lo recoge

[50] Silverio González, Yoslán, *«El golfo de Guinea: ¿Futuro Golfo Pérsico Africano?»,* 2016, *Revista Brasileira de Estudos Africanos*, v. 1, n. 1, págs. 111-129.

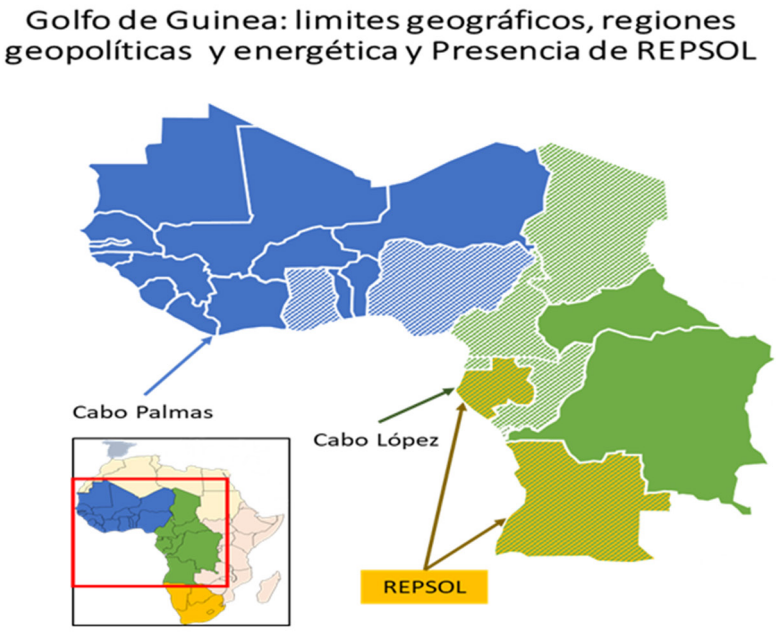


Ilustración 16. El golfo de Guinea una visión geográfica y geopolítica

el tratado por el que se establece la *Comisión del GdG*, firmado en Libreville en 2001, cuando indica que los miembros de la Comisión serán «Estados soberanos limítrofes del GdG y partes en el presente Tratado, es decir Angola, Camerún, República del Congo, La República Democrática del Congo, Gabón, Guinea Ecuatorial, Nigeria y Santo Tomé y Príncipe»[51].

La definición del GdG, que contemplada la Estrategia de la Unión Europea de 2014, esencial para analizar las amenazas y vulnerabilidades en la región:

> *«abarca la línea costera de 6.000 km desde Senegal hasta Angola, incluidas las islas de Cabo Verde y Santo Tomé y Príncipe, que forma parte de dos regiones geográficas, políticas y económicas: la Comunidad Económica de los Estados de África Occidental (CEDEAO) y la Comunidad Económica de los Estados de África Central (CEEAC), ambas afiliadas a la Comisión del golfo de Guinea (GGC) y la Unión Africana (UA)»*[52].

[51] Gulf of Guinea Commission. Treaty Establishing the Gulf of Guinea Commission. *Tratado.* Libreville, Gabón: s. n., 3 de julio de 2001.

[52] Council of the European Union, EU Strategy on the Gulf of Guinea, *«European External Action Service».* En línea, 17 de marzo de 2014, https://eeas.europa.eu/sites/eeas/files/eu_strategy_on_the_gulf_of_guinea_7.pdf.

Gobernanza regional

Gobernanza en los países del golfo de Guinea

Para estudiar la gobernanza, el primer indicador que vamos a analizar es el Índice de debilidad estatal en el mundo en desarrollo[53]. Desde el 11 de septiembre de 2001, los Estados Unidos y otros gobiernos han afirmado que las amenazas a la paz y la seguridad internacionales a menudo provienen de los estados más

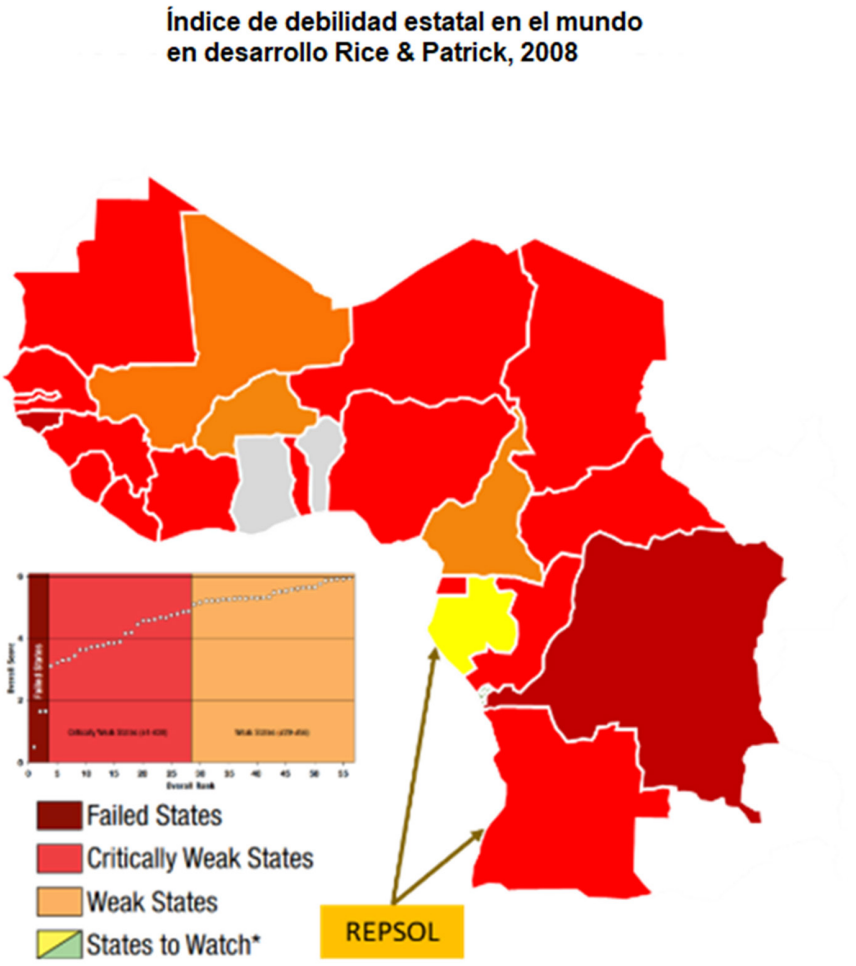


Ilustración 17

[53] Rice, Susan E. y Patrick, Stewart, «Index of State Weakness in the Developing World», 2008, Washington: The Brookings Institution.

débiles del mundo, que sufren y pueden generar una gran cantidad de amenazas transnacionales a la seguridad, incluido el terrorismo, la proliferación de armas, el crimen organizado, las enfermedades infecciosas, la degradación ambiental y los conflictos civiles que se extienden más allá de las fronteras[54].

El África subsahariana es la región con la mayor concentración de estados débiles y fallidos. En la región del GdG, la parte más positiva son los casos de Ghana, Benín, y Gabón, en menor medida, son los estados más estables, mientras que. Camerún es considerado un «estado débil», y los demás países de la región «críticamente débiles». La República Democrática del Congo es calificada de «estado fallido».

El índice de democracia publicado por la revista *the economist*

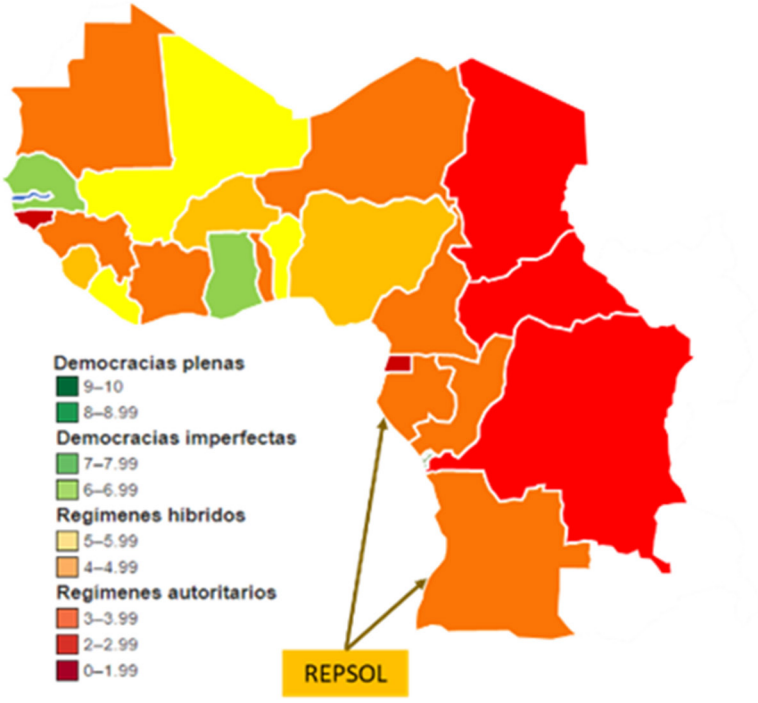


Ilustración 18

[54] Tiene en cuenta los aparatos de seguridad, élites fraccionalizadas, agravios colectivos, declive económico y propiedad, desarrollo económico desigual, salidas humanas y perdidas de cerebros, legitimidad del estado, servicios públicos, derechos humanos y estado de derecho, presiones demográficas, refugiados y desplazados internos, intervención exterior.

El índice de democracia publicado por la revista *The economist*, sitúa tan solo un país de la zona como democracia imperfecta (Gana), cuatro como regímenes híbridos (Liberia, Sierra Leona, Nigeria, y Gambia), entrando los restantes en la categoría de regímenes autoritarios (Costa de Marfil, Angola, Gabón, Camerún, República del Congo y especialmente la República democrática del Congo y Guinea Ecuatorial).

En lo relativo al índice de percepción de la corrupción, de Transparencia Internacional, África obtiene los peores resultados. Si bien en países como Costa de Marfil, donde las comunidades están fuertemente afectadas por la corrupción, el gobierno está haciendo grandes avances para reducirla.

Los países con peores resultados son aquellos donde hay conflicto o guerra, porque la fragilidad de los gobiernos en estas situaciones supone un desafío

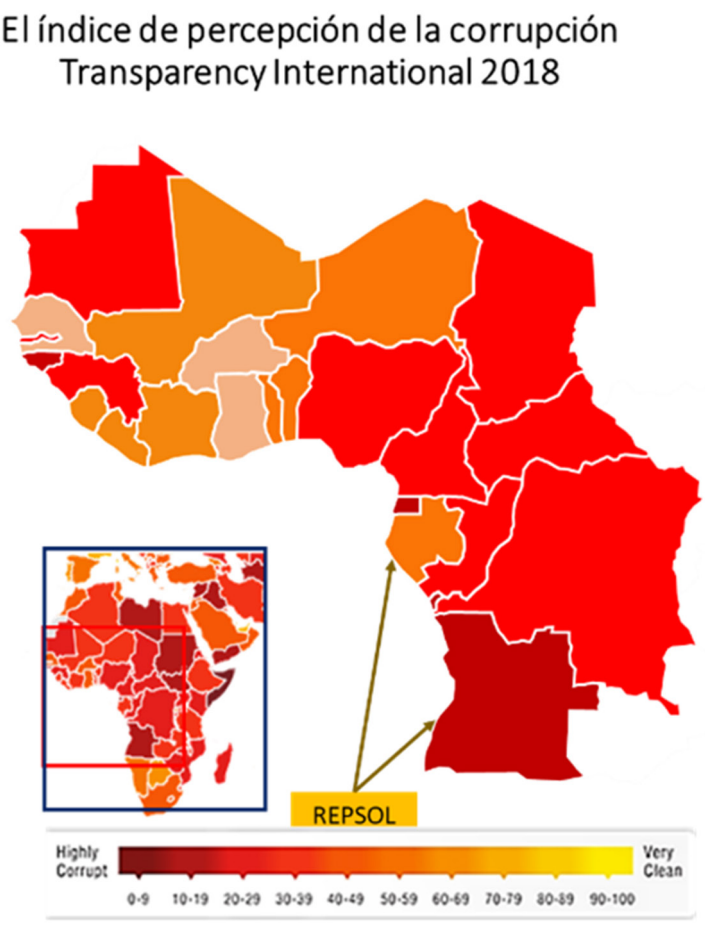


Ilustración 19

para realizar cambios significativos. Otros países cuentan con líderes que habían postulado contra la corrupción para alcanzar el poder, pero no cumplen con sus promesas. En Liberia, el mandato de la ex presidenta Sirleaf Johnson se vio empañado por acusaciones de nepotismo, contratos ilegales e impunidad para los ministros de su gabinete.

El mapa del índice de Estados frágiles de 2018 de *The Fund For Peace*[55], nos muestra como, a pesar del limitado espacio democrático en Togo, la sociedad civil y la oposición política han logrado posicionarse como una fuerza influyente. En 2005, el presidente Gnassingbé Eyadéma murió después de gobernar el país durante casi cuatro décadas. Para sucederlo, el ejército instaló al hijo del fallecido presidente, Gnassingbé Faure, lo que provocó la indignación popular y las sanciones de la Comunidad Económica de los Estados de África Occidental (CEDEAO) y la Unión Africana, y obligó a celebrar elecciones en abril del mismo año.

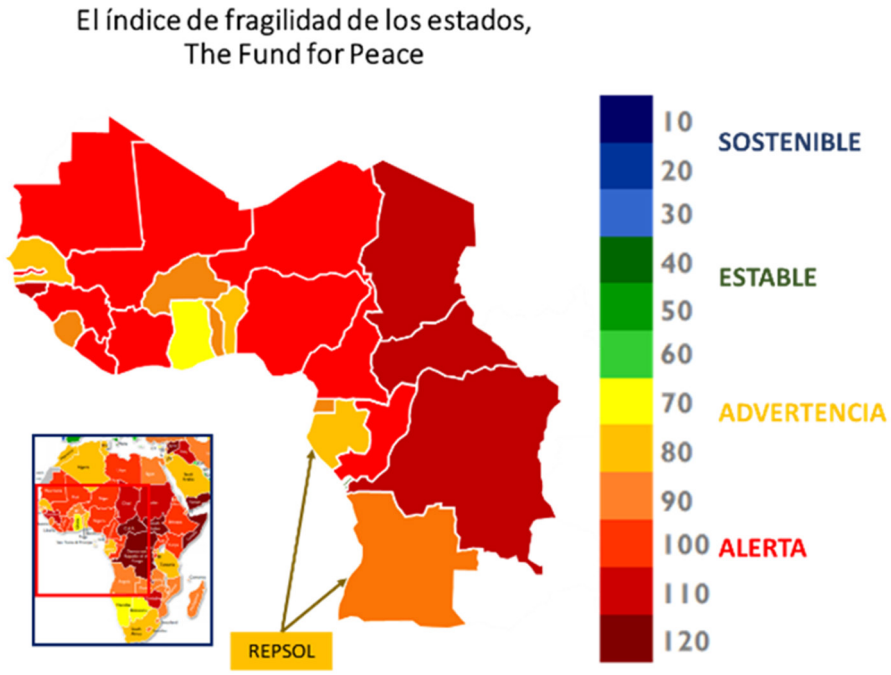


Ilustración 20

[55] FFP**.** «Fragile States Index». *The Fund for Peace.* En línea, 2018, http://fundforpeace.org/fsi/analytics/fsi-heat-map/.

Las tensiones políticas se agudizaron durante las elecciones de 2010 y 2015, en las que Faure fue reelegido. Estas alzas en la presión se reflejaron claramente en las tendencias anuales en el Índice de Estados Frágiles (FSI).

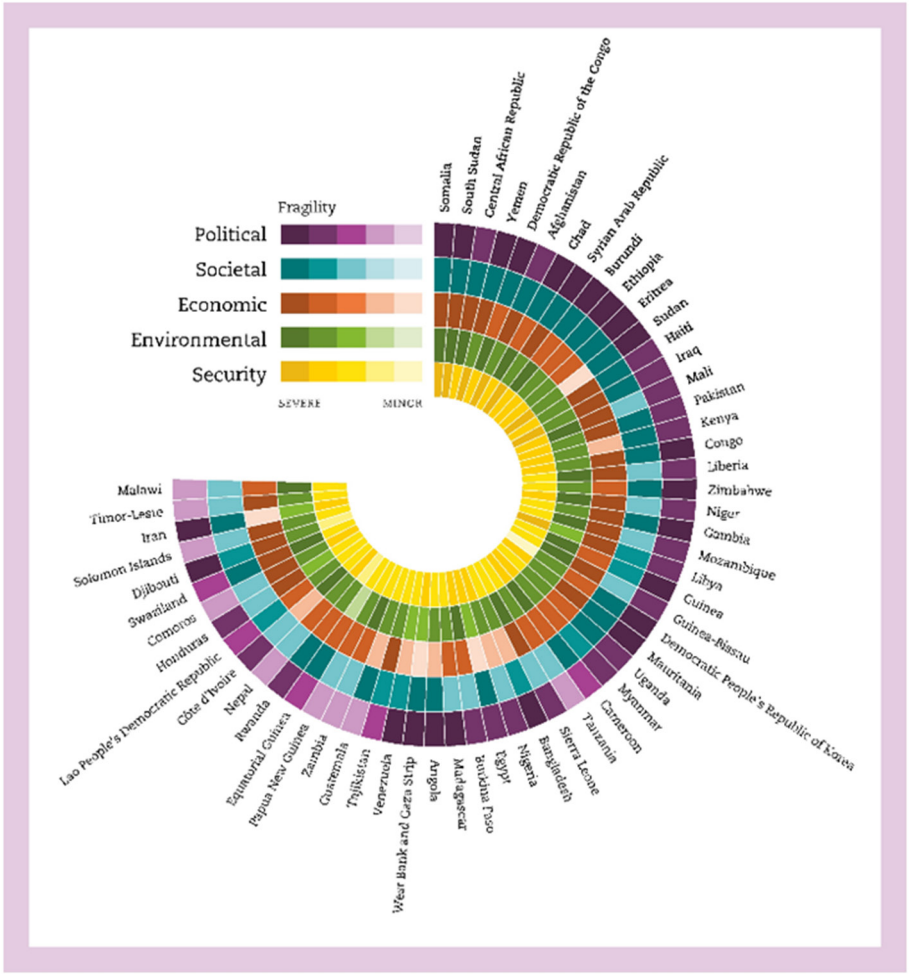


Ilustración 21

El índice de fragilidad de los Estados de la OCDE correspondiente al año 2018[56] analiza la fragilidad medioambiental, política, societal, económica y de seguridad. La RDC, el Congo, Liberia, Gambia, Guinea, Guinea Bissau, Camerún, Sierra

[56] OECD (2018), *«States of Fragility 2018»*, OECD Publishing, Paris, https://doi.org/10.1787/9789264302075-en.

Leona, Nigeria, Angola y Guinea Ecuatorial se encuentran —por este orden entre los Estados más frágiles[57].

Del análisis de los anteriores indicadores, podemos concluir que salvo en los casos de Ghana y Benin, la región se caracteriza por una gobernanza democrática débil, un alto índice de corrupción y fragilidad y debilidad de los estados, lo que influye de forma clara en la situación de [in]seguridad regional, nuestro próximo apartado.

La región tiene una larga tradición de guerras internas, iniciadas ya en la Guerra Fría, como la Guerra Civil de Nigeria, conocida como la guerra de Biafra (6 de julio de 1967 a 13 de enero de 1970), o la guerra civil angoleña (1975-2002), el conflicto más largo de África. Tras la Guerra Fría, se iniciaron guerras civiles como la de los «diamantes de la sangre» en Sierra Leona (1991, 2002), o la primera (1989-1996) y segunda (1999-2003) guerras civiles liberianas. Más recientemente, Costa de Marfil sufrió dos guerras civiles, la primera en 2002 y la segunda en 2011 cuando se produjeron combates entre las fuerzas leales al presidente electo y el de facto en el oeste del país.

Situación actual de seguridad

La presencia de un estado poderoso puede tener un impacto, tanto de manera cooperativa, favoreciendo la estabilidad dentro de una región, como conflictiva.

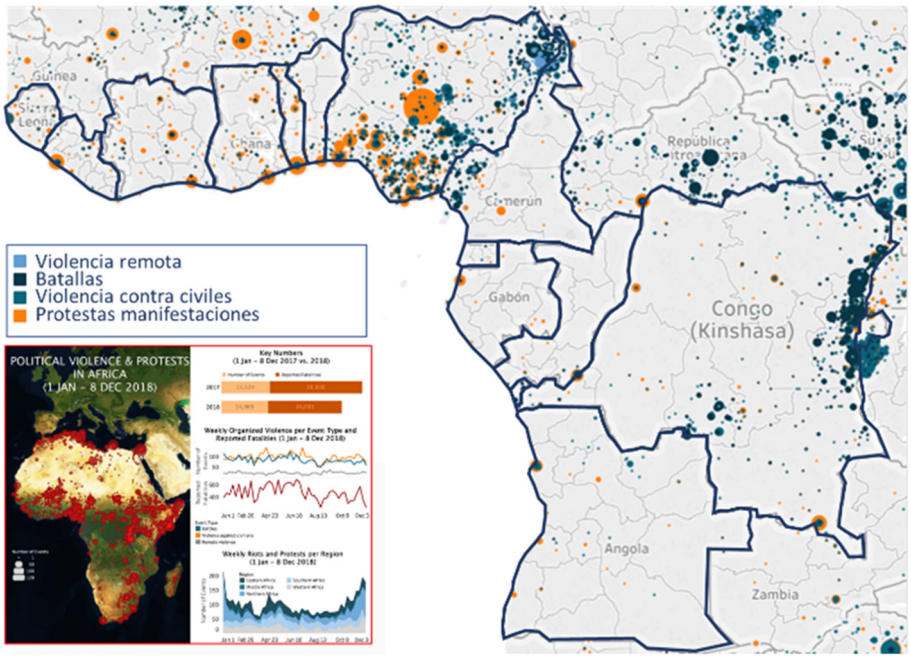


Ilustración 22

[57] Ibíd.

Pero Nigeria, a pesar de su estatus como la mayor economía de África, no puede considerarse una potencia hegemónica regional. Nigeria, gigante militar de África, cumple con muchos de los requisitos para el alcanzar el estatus hegemónico, pero sus problemas internos la sitúan en una posición precaria, por su mala gobernanza y su dependencia crónica del petróleo. Es un «gigante con pies de barro»[58].

Tradicionalmente, el concepto africano de seguridad ha estado dominado por sus conflictos terrestres, prestándose poca atención a las amenazas marítimas y la protección del medio ambiente[59]. La principal amenaza terrestre se concentra en los países de los golfos de Benín, al oeste y Biafra, particularmente en Nigeria y Camerún, donde Boko Haram, ha sido el principal —pero no es único— actor.

Nigeria

Los acontecimientos recientes subrayaron la frágil convivencia entre grupos de diferentes identidades, que añade inestabilidad a la ya existente en el país. Como recoge Velasco[60], todo intento de estabilizar la región obligaría a resolver los conflictos internos de Nigeria, principal economía de la zona. En el sur continúa enquistado el conflicto entre las diferentes etnias del delta del río Níger, el gobierno nigeriano y las compañías petroleras. En el norte, los conflictos son de naturaleza religiosa, y especialmente por la aparición de grupos armados islamistas (Boko Haram) que han forzado el desplazamiento interno de un gran porcentaje de la población.

El empleo sistemático de las fuerzas militares contra Boko Haram ha reducido sus zonas controladas en Nigeria y potenciado sus disputas internas. Las operaciones conjuntas Nigeria-Camerún desde 2016, habían conseguido poner a Boko Haram en una postura defensiva, perdiendo gran parte de su territorio controlado en Nigeria, y limitando sus actividades a los campamentos residuales alrededor del Lago Chad. Entre enero y junio de 2018, Boko Haram desplazó sus operaciones hacia las regiones norte del Camerún, y de Diffa de Níger, reduciendo sensiblemente sus movimientos en los estados nigerianos centrales[61].

Pero el ejército nigeriano sufrió otro problema cada vez más generalizado: las incursiones violentas de las milicias Fulani, nómadas y buscadoras de tierras. Desde enero hasta junio de 2018, el ritmo los ataques de Fulani contra civiles

---

58 Ogunnubi, Olusola y Okeke-Uzodike, Ufo. *«Can Nigeria be Africa's hegemon?»* 2016, *African Security Review*, 25:2, págs. 110-128.

59 Brits, Pieter y Nel, Michelle*, «African maritime security and the Lomé Charter: Reality or dream?»*, *African Security Review*, 30 de noviembre de 2018.

60 Velasco González-Calvo, José Félix, «La estrategia energética española en el golfo de Guinea». *ieee.es*. En línea, 19 de diciembre de 2017, http://www.ieee.es/Galerias/fichero/docs_opinion/2017/DIEEEO127-2017_Estrategia_Energetica_GolfoGuinea_JFelixVelasco.pdf.

61 Vannice, Charles, «Can Boko Haram Effectively Function Despite Current Limitations?». *ACLED*. En línea, 31 de agosto de 2018.

superó al de Boko Haram y se ha extendido a lo ancho del país, mientras que los ataques de Boko Haram se centraron en los estados de Borno oriental y Adamawa al noreste[62].

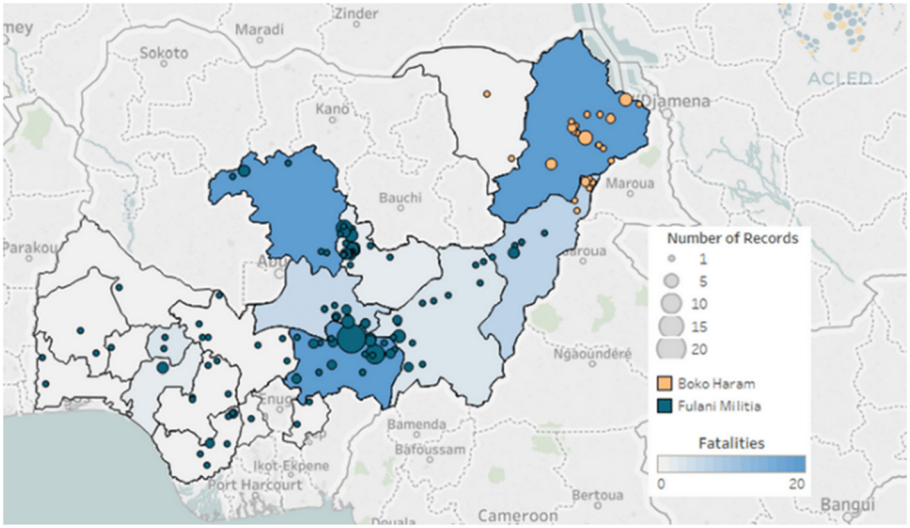


Ilustración 23

El gobierno declaró a principios de 2018 —de forma prematura— la derrota total de Boko Haram en el noreste, iniciando una fase de estabilización postconflicto. Pero a pesar de las grandes pérdidas, Boko Haram mantuvo las ofensivas, y un ataque en julio de 2018 contra una base militar en Jilli (estado de Borno), fue el primer éxito del grupo desde abril de 2018[63]. La facción respaldada por el Estado Islámico de Boko Haram ha reivindicado más de 20 ataques a bases militares desde mediados de julio, matando a decenas de soldados. El día 7 de diciembre, las fuerzas militares rechazaron a Boko Haram en una base de operaciones avanzadas en la ciudad de Bama, a unos 70 kilómetros al sureste de la capital del estado de Borno, Maiduguri.

La reasignación de recursos para combatir a los Fulani en la franja central del país, podría tener como efecto no deseado la recuperación de la capacidad operativa de Boko Haram[64]. Pero con la proximidad de las elecciones presidenciales en febrero de 2019, el gobierno de Nigeria se ve presionado para mejorar la seguridad del país, y a finales de 2018 las fuerzas de seguridad iniciaron nuevas

[62] Vannice, Charles, «Will The Military's Focus on The Fulani Threat Allow for a Resurgence of Boko Haram?». *ACLED*. En línea, 6 de julio de 2018, https://www.acleddata.com/2018/07/06/will-the-militarys-focus-on-the-fulani-threat-allow-for-a-resurgence-of-boko-haram/.

[63] Vannice, Charles, «Can Boko Haram», ibíd.

[64] Vannice, Charles, «Will The Military's Focus», ibíd.

operaciones contra «bandidos» y «campamentos de criadores de ganado» en el bosque de Mahanga en el estado de Zamfara[65].

Otro asunto que afecta a la seguridad en Nigeria fue el anuncio por parte de la Coalición de Agitadores del Delta del Níger de que reanudarían las hostilidades en el Delta, por que las compañías petroleras internacionales no han establecido su sede en el Estado, y por la negativa del presidente a firmar la Ley de Gobernanza de la Industria del Petróleo.

La dedicación casi exclusiva del gobierno nigeriano en combatir estas amenazas, potencia otras vulnerabilidades como la pesca ilegal, el auge de tramas organizadas dedicadas al contrabando, la trata de seres humanos, drogas, armas, etc.[66].

Camerún

Boko Haram es el mayor desafío de seguridad en la parte norte de Camerún. El grupo terrorista islamista ha reducido drásticamente sus ataques en los últimos meses, gracias a los éxitos de la coalición multinacional encabezada por Nigeria. Sin embargo, los soldados de Camerún han sido acusados de Amnistía Internacional por abusos y violaciones de los derechos humanos[67].

El Gobierno de Camerún no cede a las demandas los separatistas, que se enfrentan a las fuerzas de seguridad de Camerún en una guerra de guerrillas. Los ataques de represalia han llevado a miles de personas a huir hacia Nigeria. Ambazonia, la región anglófona en el sudoeste de Camerún, se declaró independiente en 2016. Territorio en Fideicomiso de las Naciones Unidas para el Sur de Camerún, administrado por el Reino Unido desde 1922 hasta 1961, en 1961 votó unirse a la parte francófona de la República de Camerún[68].

La población anglófona, el 20% de la total del país, que se considera marginada, ha exigido el retorno al modelo federal existente entre 1961 y 1972. Desde 2016, el gobierno camerunés comenzó a restringir las libertades, limitando el acceso a internet, con arrestos ilegales de la dirección del movimiento independentista, manipulaciones de las leyes comerciales para socavar su economía, y modificando el sistema educativo en la región[69].

Tanto el gobierno camerunés como los separatistas armados, están utilizando la violencia para proteger o castigar a ciertas poblaciones civiles, por el apoyo percibido a sus oponentes. En las elecciones de 7 de octubre, fue reelegido Paul Biya, de 84 años, el más viejo y antiguo presidente de África. Durante las

---

65 Pinaud, Margaux, «Regional Overview – Africa 4 December 2018». *ACLED*. En línea, 4 de diciembre de 2018, https://www.acleddata.com/2018/12/04/regional-overview-africa-4-december-2018/.

66 Velasco González-Calvo, *op. cit.*

67 African Military Blog. «African Conflict Map 2018 – A comprehensive guide». *African Military Blog*. En línea, 21 de julio de 2018, https://www.africanmilitaryblog.com/.

68 African Military Blog, Ibíd.

69 Pinaud, Margaux, «Regional Overview – Africa 4 December 2018», *op. cit.*

semanas previas a la elección, repuntó la violencia del movimiento separatista anglófono en las regiones del noroeste y sudoeste del país. Desde entonces, la violencia contra civiles ha sido empleada sistemáticamente por parte de los separatistas armados[70].

República Democrática del Congo

A pesar de ser grupos extranjeros, las Fuerzas Democráticas Aliadas (ADF), la Resistencia al Estado de Derecho en Burundi (RED-TABARA) y el Frente para la Democracia en Burundi (FRODEBU) siguen siendo amenazas importantes para la seguridad. Las Fuerzas Democráticas Aliadas (ADF) continuaron sus ataques en y alrededor de Beni, provocando disturbios en las poblaciones, que critican la incapacidad del gobierno para protegerlos. Actualmente, las operaciones conjuntas congoleñas y de la MONUSCO contra los rebeldes de las Fuerzas Democráticas Aliadas (ADF) en Kivu Norte, continúan encontrando una fuerte resistencia[71].

El continuo deterioro de la seguridad, representa una grave amenaza para la respuesta al grave brote de ébola que ha sufrido el país, y para la celebración de elecciones a fines de diciembre. La respuesta al brote de ébola en Kivu del Norte sigue enfrentándose a grandes obstáculos. El 20 de octubre, las milicias mayi mataron a dos funcionarios de salud que trataban al brote en Butembo. Aunque se han producido numerosas agresiones de los trabajadores de salud desde el inicio de la respuesta del ébola, estas fueron las primeras muertes[72].

Desde la crisis de los años sesenta, bajo el presidente Mobutu, el país ha vivido su peor momento de corrupción, y sus tácticas divisorias provocaron la violencia ética en el país, y una de las peores crisis humanitarias en el mundo desde la Segunda Guerra Mundial: seis millones de personas han muerto en el conflicto[73]. Las causas de la violencia son complejas, incluyendo el control de los recursos minerales sin explotar del país, valorados en 24 billones de dólares. Los grupos armados han comenzado a operar como delincuencia organizada, aprovechando su poder militar para controlar los depósitos minerales[74].

Uno de las características más crueles del conflicto es la violación sexual y la mutilación de mujeres, cometidas tanto por miembros de las Fuerzas Armadas y la Policía Nacional Congoleña, como por grupos rebeldes, que se vio agravada por la integración de los antiguos miembros de la milicia en las fuerzas arma-

---

70 Matfess, Hilary. «Continued Clashes Between the Government and Anglophone Separatists in Cameroon Put Civilians at Risk». *ACLED.* En línea, 8 de noviembre de 2018, https://www.acleddata.com/2018/11/08/continued-clashes-between-the-government-and-anglophone-separatists-in-cameroon-put-civilians-at-risk/.

71 Pinaud, Margaux, «Regional Overview – Africa 4 December 2018», *op. cit.*

72 Pinaud, Margaux. «Regional Overview – Africa 30 October 2018». *ACLED.* En línea, 30 de octubre de 2018, https://www.acleddata.com/2018/10/30/regional-overview-africa-30-october-2018/.

73 African Military Blog, *op. cit.*

74 Ibíd.

das regulares. La Misión de Estabilización de la Organización de las Naciones Unidas en el Congo (Monusco) ha sido acusada por Human Rights Watch (HRW) de ser cómplice de atrocidades contra civiles[75].

Angola

La intimidación de las autoridades continúa en la provincia de Lunda Norte, rica en diamantes. El 24 de noviembre, fuerzas militares y policiales llevaron a cabo redadas —casa por casa— en la ciudad de Cafunfo[76]. Las operaciones de seguridad contra la extracción ilegal de diamantes desde fines de septiembre, dio paso a la violencia a principios de octubre y, como resultado, a la repatriación forzosa o la huida de más de 400.000 personas, en su mayoría de la RDC. Las redadas se reprodujeron tras el resurgimiento del movimiento del protectorado Lunda-Chokwe, cuyos partidarios piden la autonomía del «reino de Lunda». Las autoridades respondieron violentamente a las protestas, dispararon y golpearon a los manifestantes[77].

Piratería

Los océanos son depositarios de inmensos recursos naturales. Desde la pesca hasta los hidrocarburos, generan ingresos, son fuente de alimentos y empleo para millones de personas en todo el mundo, las principales vías para el comercio y conectan naciones y culturas. Sin embargo, amenazas de múltiples naturalezas pueden poner en peligro la seguridad de las rutas marítimas, interrumpir el desarrollo sostenible de los recursos marítimos, poner en riesgo la estabilidad internacional y, generar inseguridad con consecuencias a largo plazo para la salud, la riqueza, la creación de empleos y los flujos migratorios[78]

En 2013, Chatham House, afirmaba que la seguridad marítima era un problema emergente en la región del GdG. La seguridad energética y el comercio dependían del transporte marítimo, y la región es origen de aproximadamente 5,4 millones de barriles de petróleo por día (bbl/d). En 2011, el suministro de petróleo de la región fue equivalente al 29% del consumo total de petróleo de Estados Unidos. Angola y Nigeria representaban respectivamente, el 34% y el 47% del suministro total de petróleo de la región[79].

La seguridad marítima es la que más preocupa a la comunidad internacional, por el peligro que supondría una eventual interrupción del abastecimiento de hidrocarburos que transita por aguas del GdG. No sorprende, que la mayor parte

---

75 Ibíd.

76 Una aldea en el noreste de Angola dominada por las industrias de extracción de diamantes informales y formales.

77 Pinaud, Margaux, 4 December 2018, *op. cit.*

78 G7 GG, *G7 High Level Meeting on Maritime Security,* 2017, Roma: Italian G7 Presidency 2017.

79 Chatham House**.** *Maritime Security in the Gulf of Guinea March 2013, 6 December 2012.* Londres: Chatham House, 2013. ISBN 978-1-86203-283-5.

de la cooperación internacional con los Estados ribereños se haya dedicado a mejorar los recursos dedicados a ella[80].

Con la rápida escalada de la piratería, la Unión Africana (UA) se vio obligada a desarrollar una estrategia conjunta para abordar el problema, lo que se plasmó en la Estrategia Marítima Integrada de África 2050, firmada en 2014, y la adopción de una carta de seguridad marítima vinculante en Lomé en 2016. La Carta de Lomé, debería enfocar las disposiciones generales de la estrategia para que África, como continente, pueda asumir la responsabilidad de la seguridad y el empoderamiento económico del dominio marítimo africano (DMA)[81]

Florentine Adenike, Secretaria Ejecutiva de la Comisión del golfo de Guinea en una audiencia, en abril de 2018, refiriéndose a las estrategias que debían adoptar los países, afirmaba

> *«Tenemos delitos marítimos, pesca ilegal, tráfico de drogas y personas, inmigración y degradación del medio ambiente, que son problemas graves que afectan a la región. Por lo tanto, queremos implicar a los Estados miembros en el proceso de revitalización. No queremos que sean decisiones tomadas solo por la Comisión del golfo de Guinea. Nuestro plan es utilizar los éxitos de otros países para enfrentar estos desafíos. Por ejemplo, si vemos que un país tiene éxito en la lucha contra la contaminación, simplemente nos aproximamos a ellos y les preguntamos cuáles son sus estrategias, y las intercambiamos con los países miembros para adoptar el mismo método»*[82].

El GdG es un punto de estrangulamiento geopolítico para el transporte marítimo de petróleo extraído en el delta del Níger, así como para los productos que viajan desde y hacia África central y meridional. En 2017, hubo 81 ataques a barcos, de los cuales 42 estaban relacionados con la piratería y 39 fueron robos a mano armada, mientras que 32 marineros fueron secuestrados para pedir rescate[83].

El abordaje de barcos con intenciones delictivas se puede resumir en tres categorías:

- Robo: Los perpetradores atacan a los buques mientras están anclados o atracados, generalmente durante las horas de oscuridad.
  - Buscan barco con ausencia de medidas de seguridad física y sin presencia visible de vigilancia.
  - Los perpetradores suelen ser delincuentes locales de bajo nivel que se llevarán lo que puedan con facilidad.

---

80 Velasco González-Calvo, *op. cit.*

81 Brits, Pieter y Nel, Michelle, *op. cit.*

82 Amabo, Eulalia, «Central Africa: Gulf of Guinea Security – Consultations On Common Strategies». *AllAfrica.* En línea, 9 de abril de 2018, https://allafrica.com/stories/201804100190.html.

83 EEAS**.** «EU Maritime Security Factsheet: The Gulf of Guinea». *European External Action Service.* En línea, 29 de octubre de 2018, https://eeas.europa.eu/headquarters/headquarters-Homepage/52490/eu-maritime-security-factsheet-gulf-guinea_en.

  - Si tienen acceso a la tripulación, les robarán sus pertenencias personales, como ropa, dinero en efectivo, joyas, computadoras portátiles, teléfonos móviles y dispositivos electrónicos portátiles.

- Secuestro para robar la carga: Entre 2011 y 2014, hubo una serie de incidentes en el GdG que involucraron el secuestro de buques cisterna, con el propósito de robar parte o toda su carga, generalmente gasolina o gasóleo. En enero de 2018 se produjeron dos incidentes de este tipo, cuando los petroleros *Barrett* y *Marine Express* fueron secuestrados en Cotonou, Benín, mientras esperaban anclados antes de entrar a puerto para descargar.
  - Es un modelo altamente organizado de piratería, que involucra a múltiples actores que colaboran para atacar a un petrolero, y transvasar una parte de su carga a un segundo petrolero, para posteriormente vender la carga robada en el mercado negro.
  - Su riesgo aumenta cuando aumenta el precio de los productos refinados en los mercados locales.
- Secuestro por rescate: el secuestro de marineros por rescate es la forma más grave de piratería en el GdG.
  - Hasta ahora, se materializa casi exclusivamente en aguas de Nigeria, y especialmente en el Delta del Níger.
  - Sus objetivos son oficiales de cubierta y de ingeniería
  - Son asaltos rápidos y violentos, por grupos de piratas que operan desde embarcaciones pequeñas y de movimientos rápidos.
  - Las víctimas son retenidas en campamentos en los estados del Delta durante el tiempo necesario para negociar y recibir un rescate por su liberación[84].

Los piratas en el GdG, como en otras partes del mundo, tienen éxito porque muchos barcos son objetivos fáciles. Las cifras publicadas por el IMB durante los primeros tres meses de 2018 sugieren que la frecuencia de los ataques está creciendo.

Hubo al menos 29 incidentes, incluido el aparente secuestro de dos buques cisterna de productos frente a Cotonú, Benín[85].

En abril, en uno de los asaltos más graves hasta la fecha, un grupo de piratas abordó el *FWN Rapide* (un buque de carga general de 10.609 toneladas), mientras se preparaba para entrar en Port Harcourt, en Nigeria, y secuestró a once tripulantes. A pesar de la gravedad de las estadísticas del IMB, la realidad es aún peor, ya que los datos de la IMB no incluyen ataques a barcos pesqueros o

[84] Wilkes, James. «The Many Faces of Piracy in the Gulf Of Guinea». *Gray Page*. En línea, 11 de junio de 2018, https://www.graypage.com/thought-leadership/the-many-faces-of-piracy-in-the-gulf-of-guinea/.
[85] Ibíd.

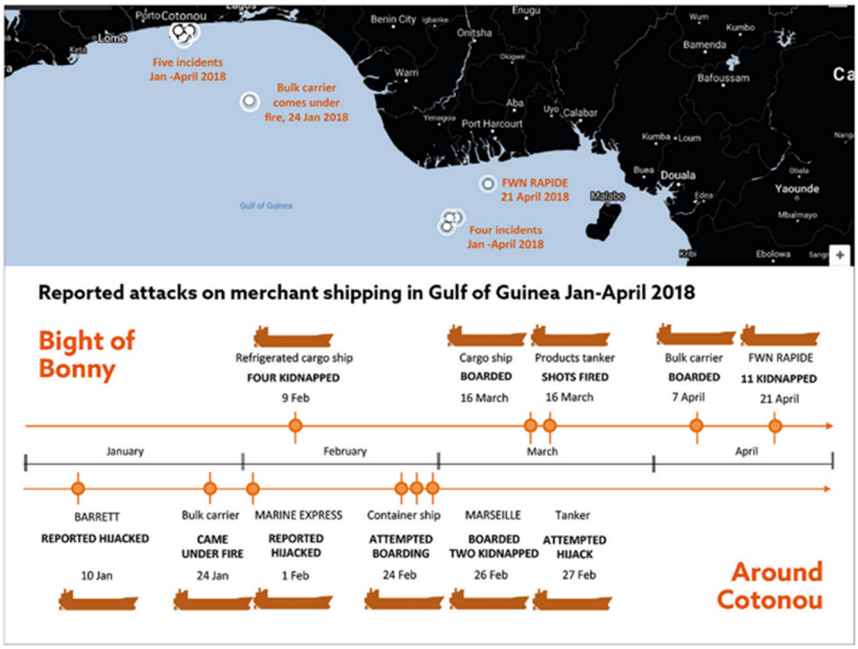


Ilustración 24

transbordadores, y según algunas estimaciones, no se registran el 60% de los incidentes[86].

Las aguas próximas a Nigeria son manifiestamente peligrosas y aunque las autoridades nigerianas se han comprometido a combatir la piratería y se están desarrollando iniciativas regionales, establecer una política regional eficaz y mecanismos de respuesta contra la piratería en el GdG es una tarea complicada, porque requiere el acuerdo de muchos países ribereños[87].

El golfo de Guinea como región «geoenergética»

El principal recurso del GdG es el petróleo, ubicado en las aguas profundas del Golfo y en ciertas áreas costeras como la del Delta del Níger. El GdG es la mayor zona de reservas de hidrocarburos de África y su principal región de producción y comercialización de crudo.

La producción petrolera en esta área se inicia en la década de los años 70 en las costas de Nigeria, Angola y la República del Congo. Nigeria se ha mante-

86 Ibíd.
87 Ibíd.

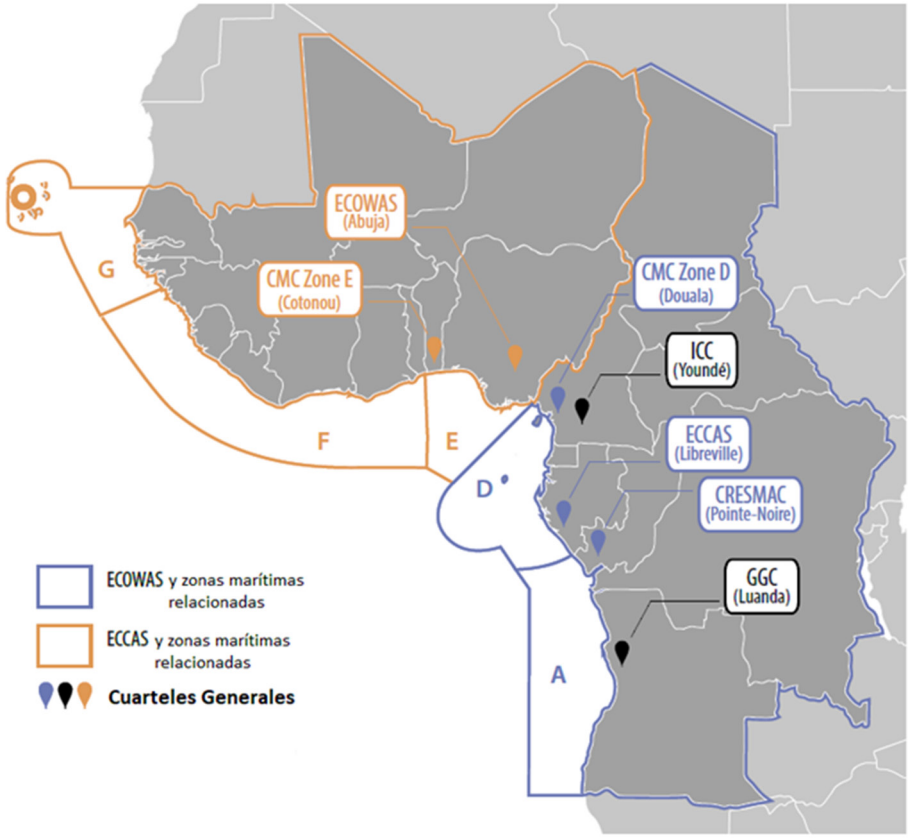


Ilustración 25

nido como el mayor productor-exportador. A partir de la última década del siglo xx, se incorporan otros países como Camerún y Gabón. Con el desarrollo de las tecnologías para prospección en aguas profundas, junto a las anteriores se incorporan otras naciones como Guinea Ecuatorial y Camerún, que además sirve de vía para la exportación del petróleo de Chad. La importancia relativa de Ghana como productor de crudo en la costa occidental ha ido creciendo[88]

Más al sur se encuentra Angola, el tercer mayor exportador de petróleo de África. Si incluimos Angola y el petróleo de Chad exportado a través de Camerún, se configura una zona geoestratégica que sobrepasa los límites geográficos del GdG[89].

[88] Silverio González, Yoslán, *op. cit.*
[89] Ibíd.

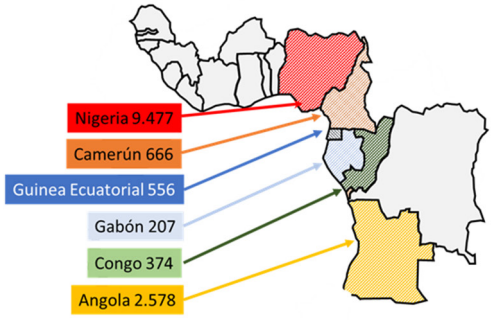
El África Central y Occidental en general, y en particular el GdG[90], se han convertido en zonas de gran interés para la seguridad energética de los países importadores de hidrocarburos, por diferentes razones que recogía un informe de la oficina Económica y Comercial de España en Malabo de 2011:

- La calidad del petróleo africano y su bajo nivel de azufre.
- El potencial de la industria extractiva de gas.
- Las reservas de crudo y gas.
- La seguridad y facilidad que permite el abastecimiento *offshore*.
- La proximidad a los mercados occidentales sin estrechos ni otros condicionantes geográficos.
- Su importancia como polo de producción mundial de gas natural licuado (GNL).
- Su demostrada capacidad de incrementar la producción; y la relativa seguridad y estabilidad política en la zona.

Si bien la «relativa seguridad y estabilidad política en la zona», solo es cierta en comparación con el Golfo Pérsico, y la seguridad del abastecimiento *offshore* lo es en comparación con el abastecimiento en el interior del delta del Níger, lo cierto es que estos factores han propiciado la inversión extranjera, que podría continuará financiando nuevas prospecciones, en función de la evolución del panorama energético global[91].

Componente del Golfo de Guinea en las importaciones de crudo de España en 2017 en miles de toneladas

Total	65958	100%
Total África	21.498	32,6 %
América	17.237	26,1 %
Europa y Eurasia	12.406	18,8 %
Oriente Medio	14.817	22,5 %
Golfo de Guinea	13.858	21 %



Elaboración propia con base en datos oficiales de CORES

Ilustración 26

[90] A efectos del presente artículo; se consideran los países siguientes: Angola, Camerún, Chad, Gabón, Ghana, Guinea Ecuatorial, Nigeria, República del Congo (Brazzaville), y Santo Tomé y Príncipe.

[91] Oficina Económica y Comercial de España en Malabo, *«Petróleo y gas en áfrica central y occidental. El golfo de Guinea»*. 2011, *Boletín económico de ICE*, n.º 3011, págs. 17-34.

En el caso de España el GdG tiene gran importancia estratégica por su distancia netamente inferior que las del Golfo Pérsico; ser un proveedor de GNL, esencial para nuestra seguridad energética; por su incremento en la cuota de mercado y por su contribución a la diversificación de las fuentes de suministro, base de la seguridad energética española[92].

La costa del GdG se ha convertido en una colmena de actividades petroleras, principalmente debido a los descubrimientos de petróleo *offshore*. Hace menos de tres décadas, solo algunos países del GdG eran exportadores netos o habían descubierto importantes recursos petroleros *offshore*. Sin embargo, la situación ha cambiado significativamente, y casi todos los estados costeros disponen de recursos marinos de petróleo. Esto puede haber motivado el pronóstico de la Agencia Internacional de Energía (AIE) de que el petróleo en alta mar en África Occidental y el GdG sería clave para satisfacer las necesidades energéticas mundiales del futuro. El GdG incluso ha sido apodado el «Nuevo Golfo» en referencia al enorme potencial de petróleo *offshore*[93].

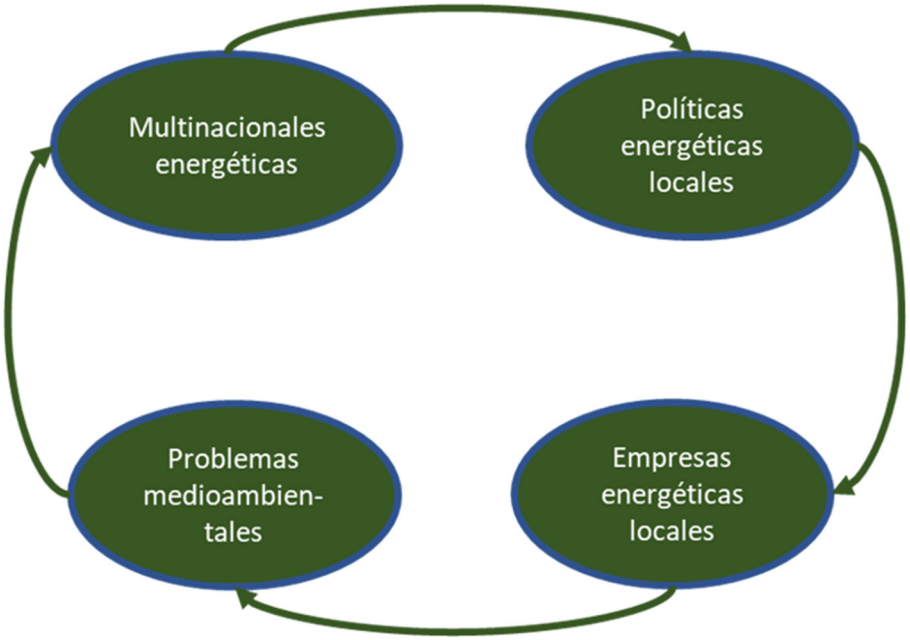


Ilustración 27

[92] Ibíd.

[93] Atanga Ayamdoo, Nelson, *«Protecting the Gulf of Guinea in an oil boom: regulating offshore petroleum pollution in a divided world»*. 2016, *Journal of World Energy Law and Business*, 9, págs. 219-232.

Las multinacionales y otras grandes empresas energéticas

Las multinacionales y otras compañías energéticas se enfrentan a un nuevo dilema, maximizar el volumen o maximizar el valor, y se están centrando en ejecutar prospecciones de alto valor, a la vez que se reevalúan los diseños de nuevos proyectos.

	Primer año de producción	**Producción (millones de b/d 2017)**	**Reservas (millardos de barriles) 2016**
ANGOLA (Total, Chevron, ExxonMobil, ENI, BP)	1959	1.64 (1.7 en 2016 y 1.8 en 2015)	**11.6**
REPÚBLICA DEL CONGO (Total, ENI, Chevron, Perenco)	1967	0.24 2016 figura (0.26 en 2014 y 0.25 en 2015)	**1.6**
CHAD (ExxonMobil, Petronas, CNPC)	2003	0.073 2016 figuras (0.082 en 2015 y 0.073 en 2014)	**1.5**
CAMERÚN (Perenco)	1977	0.076	**0.5**
RDC (Perenco)	1976	0.023 (estable)	**0.5**

Tabla 1

Muchos proyectos, particularmente en los descubrimientos recientes en aguas profundas, están siendo reducidos en coste, aun a costa del volumen total de crudo que se va a obtener o reduciendo el pico máximo de producción. Es un factor a tener en cuenta en una región como el GdG, donde proliferan las prospecciones *offshore* y los costes asociados se pudieran disparar, en un marco de incertidumbre en cuanto a los precios y un nuevo escenario de inversiones.

Los proyectos en aguas profundas y muy profundas, requieren una mayor inversión inicial de capital, cuya recuperación necesitará mayores periodos de tiempo. Cuatro países suman más 90% de la producción en aguas profundas y muy profundas, Angola, Brasil, Nigeria y los Estado Unidos. La actividad tanto en Nigeria como Angola ha sufrido de forma desproporcionada, con compañías

reacias a invertir a la luz de los requerimientos locales, la inseguridad en Nigeria, y la deflación de coste generalizada en todo el mundo[94].

La crisis, que comenzó en otoño de 2014 con la caída en los precios del petróleo, no ha redefinido la geografía de la producción africana, cuyos principales gigantes —en términos de reservas— seguirán siendo Nigeria, Angola, Argelia y Libia, pero tuvo una influencia significativa en las estrategias de los principales actores de la industria petrolera. Han surgido nuevas zonas, y jugadores respaldados por poderosos fondos de inversión[95].

Como las demás zonas de exploración y obtención de crudo, África se vio afectada por la caída de los precios que comenzó en 2014 y fue seguida por un periodo de precios relativamente bajos (entre 30 y 50 dólares por barril) en 2015 y 2016, en 2017 se inicia un ligero repunte. Este nivel, que era aceptable para la industria petrolera a principios del siglo XXI, se ha convertido en un desafío, por los costos de los recursos no convencionales en zonas difíciles (aguas muy profundas, cuencas aisladas, esquistos bituminosos). La presión sobre las compañías de servicios y las mejoras técnicas, ha permitido la reducción de costos de desarrollo, y ofrecido cierta flexibilidad[96].

El panorama energético del GdG está dominado por una serie de *stakeholders*: grandes empresas occidentales privadas, estatales asiáticas (la mayoría chinas), rusas (Gazprom y Rosneft) latinoamericanas (Petrobras), y nuevos jugadores menores.

Las grandes empresas occidentales han adoptado estrategias muy diferentes desde 2014. Así ConocoPhilipps, ha salido completamente del GdG y en 2014, vendió sus activos en Nigeria a la empresa nigeriana Oando. Shell y Chevron, ha vendiendo una gran cantidad de licencias *onshore*, y *offshore* superficiales en Nigeria a partir de 2011 (Shell) y de 2013 (Chevron). Todas las licencias fueron adquiridas por compañías nigerianas. Shell y Chevron no se retiraron del país; Shell se concentraron campos *offshore* profundos, más seguros y menos vulnerables al robo de petróleo crudo en tierra (varios cientos de miles de b/d) y en 2017, Shell también vendió sus licencias en Gabón al American Carlyle Group[97]. Chevron, opera en Nigeria donde el enorme campo de Agbami, ha mantenido sus bloques en Angola, donde es uno de los mayores operadores y en la República del Congo, pero tiene muy pocos bloques de exploración nuevos.

Algunas grandes empresas occidentales como BP asumieron nuevos riesgos durante la crisis, a pesar de los efectos de la catástrofe de Horizonte/Macondo en 2010. Además de sus participaciones en la *offshore* en Angola, ha entrado

---

94 WEO. *«World Energy Outlook 2017», op. cit.,* p. 184.

95 Augé, Benjamin**,** *Oil Exploration and Production in Africa since 2014: Evolution of the Key Players and their Strategies.* Paris: Notes de l'Ifri, Ifri, 2018.

96 Ibíd.

97 Una multinacional estadounidense de *private equity*, gestión de activos alternativos y servicios financieros, próxima a los *neocon*.

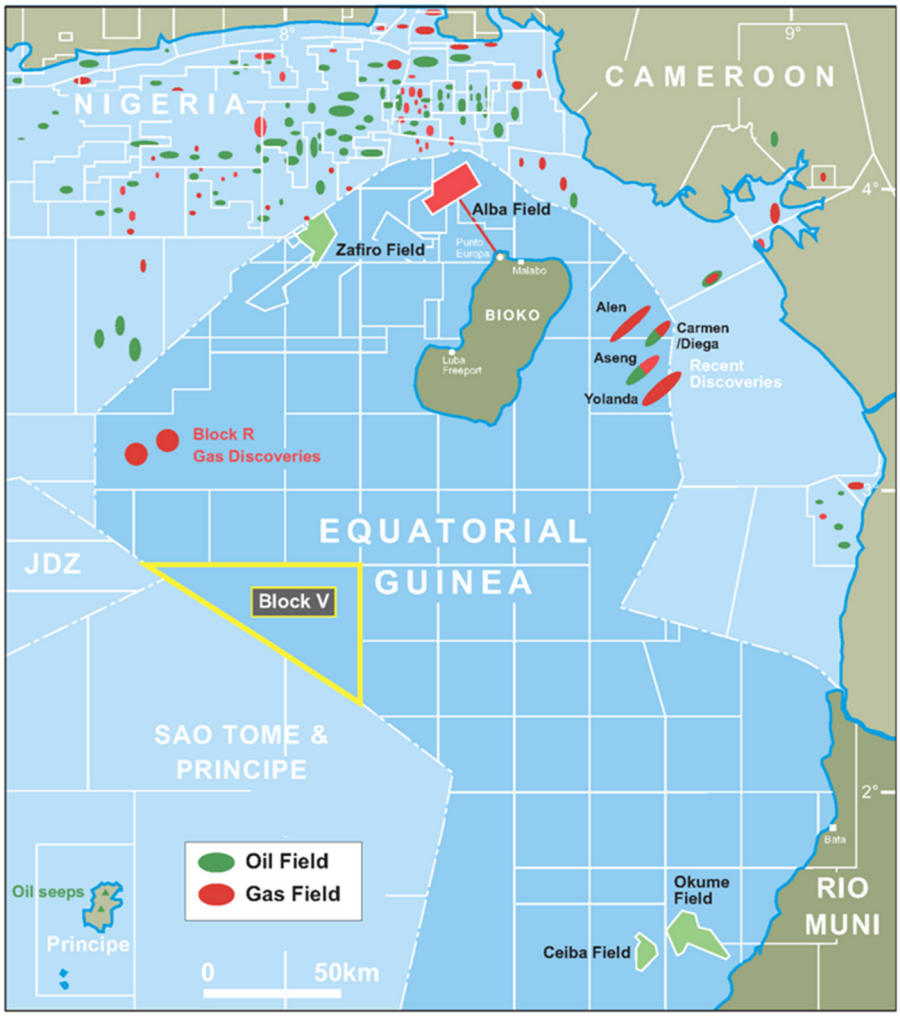


Ilustración 28

en las aguas territoriales de Santo Tomé y Príncipe. ExxonMobil ha asumido recientemente algunos riesgos, y sin salir de su zona de confort (Nigeria y Angola), ha entrado en Ghana en 2018. También hizo exploraciones en Costa de Marfil y Liberia, que abandonó tras resultados poco satisfactorios.

Los dos líderes de la industria petrolera en África, Total y ENI (en el caso de Total, Nigeria, Angola, República del Congo, Gabón; y de ENI, Angola, Egipto, Libia, República del Congo, Túnez), mejoraron sus posiciones durante la crisis. Además de las, ambas empresas se expandieron sus inversiones. Total, adquirió nuevos bloques en la República Democrática del Congo, y en 2017, en Angola. ENI también invirtió durante la crisis, e incrementó sus desarrollos en Angola

y en Ghana. Total y ENI, son las dos compañías petroleras que han invertido en energía alternativa en África, aunque de forma modesta.

Dentro de las compañías de propiedad estatal, son de especial relevancia las chinas y otras asiáticas, las rusas y la brasileña Petrobras. CNOOC la única empresa china con proyectos de desarrollo importantes, está asociada en Nigeria Total para el desarrollo del gigantesco campo Egina, que entrará en producción en 2018. La empresa malaya Petronas, adquirió en 2014 una licencia en aguas profundas en Gabón y en febrero de 2018, entro en los bloques *offshore* de Gambia. La empresa indonesia Pertamina, compro en 2017, la compañía francesa Maurel & Prom, lo que le permitirá disponer de licencias de producción en Gabón y Nigeria.

Las dos empresas estatales rusas, Gazprom y Rosneft, han invertido relativamente poco en África. A pesar de sus acuerdos con Nigeria, Gazprom solamente posee algunas licencias de exploración en Angola y Rosneft acaba de invertir en Egipto y Mozambique, pero no en el GdG. La privada rusa Lukoil, renunció a sus licencias en Costa de Marfil, Ghana y Sierra Leona en 2016, pero mantiene activos en Camerún, donde planea perforar en 2018, y ha mostrado su interés en comprar activos de Petrobras en Nigeria.

Petrobras protagoniza la mayor salida de la zona. Activa en África desde la década de 1990, Petrobras disponía de múltiples licencias en Angola y Nigeria, que comenzó a vender en 2017. Sus activos más importantes se encuentran en Nigeria, donde la compañía opera con Total y Chevron.

Problemas medioambientales

Destacamos los riesgos medioambientales, cuyas consecuencias podrían aumentar la inestabilidad en la totalidad de la región, donde podríamos incluir cuestiones presentes, la contaminación, en el ámbito local y futuras, el cambio climático en el ámbito global (ya tratado), pero con consecuencias locales. La contaminación afecta tanto al ámbito terrestre, con problemas graves que han propiciado que multinacionales como Shell, abandone los campos *onshore* y centren su negocio en los *offshore;* pero la contaminación marítima junto con la sobre explotación de recursos pesqueros y la pesca ilegal están produciendo efectos devastadores a la sociedad de los países del GdG.

De acuerdo con la Organización Mundial de la Salud[98], los factores de riesgo más frecuentes como resultado de la actividad humana son la deforestación, la pérdida de biodiversidad, los vectores de enfermedades, la sequía, la contaminación marina, el manejo inadecuado de desechos peligrosos y no peligrosos, la

[98] OMS. «Continental Challenges & Change. Environmental Determinants of Health in Africa». *Organización Mundial de la Salud.* En línea, enero de 2015, http://apps.who.int/iris/bitstream/handle/10665/177155/Synt_R_4.pdf.

contaminación orgánica del agua potable, la contaminación del aire y las inundaciones, todo lo cual afecta tanto a las zonas rurales y entornos urbanos.

El crecimiento de la población en las zonas costeras aumentará la vulnerabilidad de los ecosistemas costeros al aumentar el nivel del mar. El 40% de la población de África occidental vive en ciudades costeras. Se espera que un tramo completo de África Occidental, entre Accra y el Delta del Níger, se convierta en una megaciudad continua para 2020. A medida que aumenta el nivel del mar, el aumento de la salinidad en las aguas subterráneas podría afectar el acceso al agua potable y la producción agrícola. Las inundaciones y la destrucción de la infraestructura y las áreas productoras de alimentos es un resultado probable del aumento del nivel del mar en el GdG[99].

Contaminación

La explotación intensiva de gas y petróleo en el GdG, genera como efecto secundario, convertir a esta zona en una de las afectadas por la contaminación a nivel global. La ausencia de una tecnología moderna hace que se queme una porción sustancial del gas extraído, suponiendo para el país pérdidas que su senado calcula en 2,5 billones de dólares. Un caso especialmente grave es el de Ogonilandia, un área del delta del Níger, famosa por su biodiversidad, pero también por ser una de las que más sufre las consecuencias de la contaminación producida por los derrames de petróleo y los gases tóxicos[100].

Doscientas personas mueren al mes por causas relacionadas con la emisión de gases tóxicos, cuya quema, además, suponen pérdidas millonarias para Nigeria. En 2016, el Gobierno nigeriano inició un proyecto para restaurar Ogonilandia, tras las conclusiones de una investigación independiente del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente. Además, como consecuencia del informe, se inició la tramitación de un proyecto de ley «que prohíba la quema de gas natural en Nigeria y otros asuntos», para eliminar la dañina quema de gases sobrantes de la explotación de crudo[101].

La restauración ambiental de Ogonilandia podría ser la limpieza de petróleo más extensa y duradera del mundo, e incluye la recuperación del agua potable, la tierra, los arroyos y los manglares. Una evaluación independiente, realizada por el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente, muestra que, tras 50 años de operaciones petroleras en la región, la contaminación se ha extendido más, y ha penetrado más profundamente de lo que se suponía.

En algunas áreas, cuya superficie parecen no estar afectada, la contaminación del subsuelo es muy alta. En diez comunidades Ogoni, las familias beben agua de pozos que están contaminados con benceno, un carcinógeno conocido, a ni-

99 Ibíd.

100 Velasco González-Calvo, *op. cit.*

101 Ibíd.

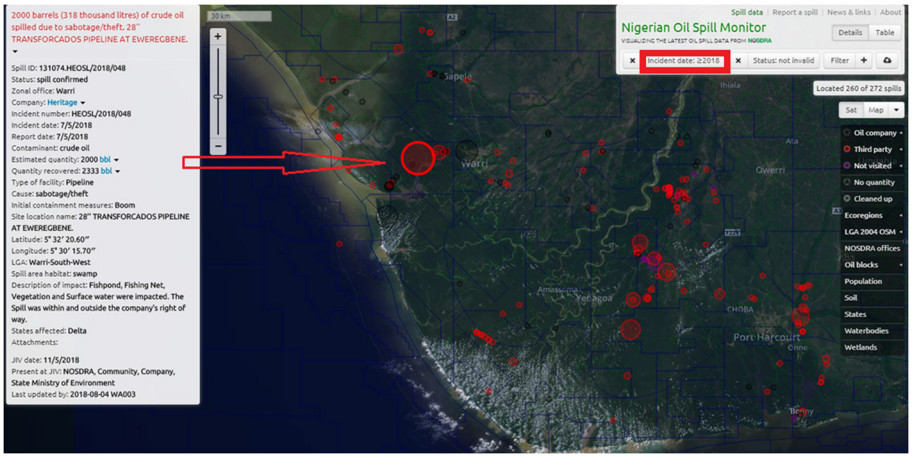


Ilustración 29

veles más de novecientas veces superiores a los máximos recomendados por la Organización Mundial de la Salud[102].

El informe estima que contrarrestar y limpiar la contaminación y promover una recuperación sostenible de Ogonilandia podría durar entre veinticinco y treinta años, contando con tecnología moderna para limpiar las tierras y el agua contaminada, así como una mayor vigilancia y control, regulación medioambiental y colaboración entre el gobierno, el pueblo Ogoni y la industria petrolera.



Ilustración 30

[102] UNEP. *Environmental Assessment of Ogoniland.* Nairobi, Kenya: United Nations Environment Programme, 2011. ISBN: 978-92-807-3130-9.

En palabras del brasileño Achim Steiner, que fuera director ejecutivo del PNUMA (2006-2016):

> *«La industria petrolera ha sido un sector clave de la economía nigeriana durante más de 50 años, pero muchos nigerianos han pagado un alto precio, como lo subraya esta evaluación» [...] «La limpieza de Ogonilandia no solo abordará un trágico legado, sino que también representa una importante empresa de restauración ecológica con múltiples efectos positivos que van desde reunir a las diferentes partes interesadas en una sola causa concertada hasta lograr mejoras duraderas para la gente de Ogoni»*[103].

Actualmente, la tensión está aumentando en el delta del Níger por la demora en la limpieza de la región productora de petróleo de Ogoni planificada por el Gobierno federal.

La citada demora podría degenerar en hostilidades contra la infraestructura petrolera, lo que afectaría a la economía del país[104].



Ilustración 31

[103] UNEP. *Environmental Assessment of Ogoniland, op. cit.*

[104] Kingsley, Jeremiah y Essen, Cornelius**,** «Niger Delta leaders, stakeholders decry slow pace of Ogoni cleanup». *The Guardian.* En línea, 6 de agosto de 2018, https://guardian.ng/news/niger-delta-leaders-stakeholders-decry-slow-pace-of-ogoni-cleanup/.

La tensión política actual y los preparativos para las elecciones generales de 2019 podrían obstaculizar la limpieza planificada. Para los activistas medioambientales en el Delta del Níger, el anuncio del Gobierno Federal sobre el comienzo del proyecto[105], no es más que un espejismo[106].

El incumplimiento por parte del gobierno provocara que la población emprenda acciones contra las instalaciones petroleras. Según Eric Omare, presidente del Consejo de la Juventud de Ijaw, los compromisos del gobierno son papel mojado. Y eso tiene implicación a largo plazo:

> *«El fracaso del gobierno en la limpieza de Ogoni muestra que no están interesados en la recuperar la región contaminada [...] Hay comunidades que están migrando porque el agua se destruye, la tierra se destruye y la gente ya no puede vivir en las comunidades. Podría haber hostilidades contra las instalaciones petroleras»*[107].

Contaminación marítima

El gran ecosistema marino de Guinea cubre las áreas marinas de las regiones de África occidental, central y meridional, desde Mauritania en el norte hasta Sudáfrica en el sur.

La pesca contribuye a mejorar la seguridad alimentaria como una fuente proteínas —a veces, la única fuente de proteína animal— o como una fuente de ingresos para las en comunidades litorales en el GdG, que dependen de la pesca para su subsistencia, especialmente en tiempos de escasez y al generar ingresos para la compra de alimentos. El sector pesquero emplea a nueve millones de personas solo en África Occidental, cuya subsistencia se ve amenazada por el impacto del cambio climático, la contaminación y las prácticas de pesca no sostenibles que destruyen el medio ambiente marino.

El 40% más pobre de la población regional depende del pescado como un componente crucial de su dieta. La pesca ilegal, no declarada y no reglamentada, por parte de buques tanto africanos como extranjeros es un problema grave. La continuación de esta actividad afectará a los mercados mundiales de pescado a medida que se agoten las existencias. Esta dinámica global aumenta el incentivo para alcanzar una solución global.

Si bien el auge del petróleo en el GdG ofrece perspectivas de crecimiento económico y desarrollo de los «Petro estados» de la región, tiene implicaciones para la salud del medio ambiente marino. Ya, las evaluaciones de la contaminación realizadas en el GdG muestran que la explotación del petróleo y las actividades exploratorias en Nigeria solo contribuyen a la fuerte contaminación del GdG.

---

105 De marzo de 2016.

106 Kingsley, Jeremiah y Essen, Cornelius, ibíd.

107 Ibíd.

Los pescadores y agricultores se quejan de cómo las descargas y emisiones de las operaciones petroleras en alta mar los ha afectado negativamente y ha contaminado el medio ambiente.

- En 2010, el petróleo se filtró del oleoducto Camerún-Chad operado por la compañía petrolera nacional de Camerún, COTCO.
- Entre 2009 y 2011 Los operadores petroleros *offshore* de Ghana derramaron grandes cantidades de lodo y petróleo de baja toxicidad y estos derrames se han relacionado con la muerte de ballenas.

Sin una regulación adecuada en el desarrollo de los recursos petroleros, el auge petrolero en el GdG puede agravar la ya preocupante contaminación. A pesar Todo el medio marino está en riesgo, aún no se ha ratificado ningún convenio internacional sobre el tema.[108]

Políticas energéticas locales: energía y desarrollo

Las políticas energéticas locales se han visto influidas por una serie de factores como son una población creciente, un aumento de la población hacia las ciudades, unido a una dependencia critica de los ingresos del petróleo. La economía de Nigeria se encuentra en una encrucijada. Durante décadas, se ha basado principalmente en la extracción de petróleo para impulsar el crecimiento y los ingresos. Fuera del petróleo y el gas, no se han desarrollado sectores comerciables, lo que lleva a una transformación estructural débil y oportunidades de empleo limitadas[109].

Población en África occidental y central	
Población total en millones en 2018:	436
Tasa media anual de cambio poblacional, en porcentaje, 2010-2018:	2.7
Población de 10 a 24 años, en porcentaje, 2018:	32
Población de 0 a 14 años, en porcentaje, 2018:	44
Población de 15 a 64 años, en porcentaje, 2018:	54
Población de 65 años y más, en porcentaje, 2018:	3
Tasa de dependencia, 2016:	87.2
Población total de 10 años, mujeres, en miles:	5,361
Tasa de fecundidad total, por mujer, 2015-2020	5.1

Tabla 2

Se espera que más de la mitad del crecimiento de la población mundial entre ahora y 2050 ocurra en África. África tiene la tasa más alta de crecimiento de la población entre las principales áreas, con un crecimiento del 2,55% anual entre 2010 y 2015. Se anticipa un rápido aumento de la población en África

108 Atanga Ayamdoo, *op. cit.*

109 The World Bank**.** *From Oil to Cities Nigeria's Next Transformatio.* Washington: International Bank for Reconstruction and Development / The World Bank, 2016. ISBN (paper): 978-1-4648-0792-3, p. 1.

incluso si hay una reducción sustancial de los niveles de fertilidad en un futuro próximo. Independientemente de la incertidumbre que rodea a las tendencias futuras de la fertilidad en África, la gran cantidad de jóvenes que se encuentran actualmente en el continente, quienes llegarán a la edad adulta en los próximos años y tendrán sus propios hijos, aseguran que la región desempeñará un papel central en la configuración de la Tamaño y distribución de la población mundial en las próximas décadas[110].

En Nigeria, la principal economía regional, desde 1980 hasta 2010, los ingresos del petróleo supusieron más de tres cuartas partes de los ingresos del gobierno federal, casi el 97 por ciento de las exportaciones totales y el 35 por ciento del producto interno bruto (PIB), pero con un crecimiento no sostenible. El ingreso per cápita del petróleo ha crecido más de diez veces desde mediados de la década de 1970, pero el PIB per cápita —en paridad real de poder adquisitivo— solo alcanzo a los niveles de esa década en 2008[111].

La dependencia del petróleo, ha llevado al subdesarrollo de otras fuentes de ingresos y ha impedido mejoras en la gobernabilidad. Para 2012, la contribución al presupuesto nacional de los ingresos por petróleo, fue del 75%, y los gobiernos estatales obtuvieron más del 63% de sus ingresos del petróleo. Esta transferencia de fondos del petróleo de los gobiernos subnacionales ofrece pocos incentivos para impulsar la recaudación de ingresos locales y debilita la planificación y el financiamiento urbano. Los países en desarrollo con la «enfermedad holandesa» suelen tener una gobernanza deficiente y un peor estado de derecho[112].

Ochenta y cinco millones de nigerianos, la mitad de la población total, viven en asentamientos urbanos. Se necesita un sistema urbano en funcionamiento para apoyar el crecimiento y aumentar la productividad de Nigeria, lo que también beneficia a las áreas rurales. Si bien la urbanización está asociada con la manufactura y los servicios, la eficiencia de la producción agrícola está vinculada al sistema urbano. Las ciudades pequeñas, son necesarias para conectar a los agricultores con los mercados de entrada y salida, y obtener valor añadido de mercado[113].

Tras dos décadas de estancamiento económico, en los últimos diez años Nigeria, con un crecimiento anual del PIB superior al siete por ciento, ha sido uno de los países más dinámicos en el África subsahariana. Pero hay un desacople entre el crecimiento y el desempleo. El empleo es un tema central para los jóvenes, cuya gran mayoría considera el desempleo más importante que cualquier otro problema, incluidos la pobreza, la electricidad, la delincuencia, la educación, la infraestructura o la corrupción[114].

---

110 Naciones Unidas**,** Population. *United Nations.* En línea, 14 de diciembre de 2018, http://www.un.org/en/sections/issues-depth/population/.

111 The World Bank, *op. cit*., p. 1.

112 Ibíd., p. 1-2.

113 Ibíd., p. 4-5.

114 Ibíd., p. 8-9.

Por otro lado, gestionar bien la urbanización es fundamental para poder evolucionar de un país de ingresos bajos a uno de ingresos medios. Con un ingreso nacional bruto (INB) per cápita de 1.450 dólares en 2013, Costa de Marfil intenta una estrategia de desarrollo que permita alcanzar el estado de ingresos medios. Para ello se requerirá una tasa de crecimiento anual del diez por ciento durante trece años, y así alcanzar un INB per cápita de 4.100 dólares. De acuerdo con un Informe del Banco Mundial, Costa de Marfil tendría que:

- Reducir la pobreza extrema del 24 al 17 por ciento.
- Elevar la proporción de la población con acceso a la electricidad del 59 al 92 por ciento.
- Mantener la proporción de la población urbana con acceso al agua en un 97 por ciento.
- Aumentar la proporción de la población rural con acceso al agua de 74 a 80 por ciento.
- Casi doblar la población urbana con acceso a servicios de saneamiento del 46 al 87 por ciento.
- Más que doblar la proporción de la población rural con acceso a servicios de saneamiento del 29 al 65 por ciento[115].

Pero gestionar bien la urbanización en un marco de crecimiento de la población implica dedicar una parte mayor de la producción de petróleo y gas al consumo interno, con la consiguiente reducción de ingresos.

La comunidad internacional ha hecho esfuerzos para ayudar al continente a superar algunos de los obstáculos al desarrollo, con un éxito limitado: los países dependientes de la ayuda son ahora menos capaces de salir de la pobreza que hace treinta años. Quizás la mayor barrera para el éxito de estos esfuerzos es el hecho de que generalmente están diseñados desde lejos, por naciones e instituciones donantes con un entendimiento limitado tanto de las necesidades de los países receptores como de sus formas de operar[116].

Muchas naciones africanas poseen algunas de las mayores concentraciones globales de recursos naturales dentro de sus fronteras y fronteras marítimas. Estos recursos se extraen y se utilizan para impulsar las mayores economías del mundo. Irónicamente, sin embargo, parece que mientras más recursos tienen un país, peor es su situación[117].

Hoy en día, las industrias de gas y petróleo representan la mayor parte de muchas economías africanas, pero parecen contribuir poco al desarrollo social

---

115 The World Bank, *Côte d'Ivoire Urbanization Review Diversified Urbanization.* Washington: The World Bank, 2015.

116 Ayuk, Nj y Marques, João Gaspar. *Big Barrels: African Oil and Gas and the Quest for Prosperity.* Londres, Nueva York: Clink Street Publishing, 2017. ISBN-10: 9781911525592.

117 Ibíd.

más amplio. Las crisis del precio del petróleo en la década de 1980 en Nigeria, la década de hiperinflación en Angola, las guerras civiles en ambos Congos y la devastación de la economía de Libia tras el colapso del régimen de Gadafi, han mostrado los resultados calamitosos de la excesiva dependencia de los recursos naturales. En estos y muchos otros casos esta realidad es innegable. El valor que asignamos a los recursos naturales ha formado comúnmente la raíz de las tensiones en todo el continente, como en muchas otras partes del mundo[118].

La percepción externa es que las naciones africanas son incapaces de administrar eficazmente sus recursos naturales y emplearlos para mejorar la vida de sus ciudadanos. Algunos analistas sugieren que los gobiernos deberían dejar de desarrollar sus recursos naturales por completo y centrarse únicamente en otros sectores como el turismo, la agricultura y la pesca, sugerencias que ignoran el papel transformador que puede desempeñar la energía en una nación[119].

Un ejemplo de buenas prácticas es Ghana. El hallazgo de petróleo en Ghana ha despertado las expectativas del ala donde los jóvenes en la agricultura, la pesca y los diversos campos están esperando fuertemente su participación en el potencial inminente de generación de riqueza del «oro negro». Sin embargo, este entusiasmo por el sector emergente también fue una fuente de temor, tanto internacional como nacional, de que la mala gestión de los ingresos resultantes podría afectar negativamente a la economía. Las expectativas no satisfechas de una población en tales circunstancias pueden dar lugar a tensiones sociales.

A principios de la década de 2000, la comunidad internacional consideraba a Ghana como un país ejemplar para sus vecinos en la región. Su democracia estable, libertad de prensa y una sociedad civil activa, eran la prueba de que existía un futuro para los países africanos, y que el conflicto armado y las economías en crisis no eran las únicas salidas posibles. Cuando se anunció el descubrimiento de petróleo en las costas de Ghana en 2007, crecieron las alarmas ante la posibilidad de que otra nación africana fuera víctima de una dependencia de recursos.

Llamémoslo «maldición de los recursos», «enfermedad holandesa» o «paradoja de la abundancia», muchos estados en África, estaban en mejores condiciones antes de realizar grandes descubrimientos de recursos. En muchos sentidos, Ghana no estaba preparada. Tres años después del anuncio del hallazgo de Jubilee, la legislación aún estaba pendiente de aprobación parlamentaria. Los ghaneses, sin capacitación ni conocimientos técnicos, eran incapaces de obtener un empleo en la industria petrolera, ni una comprensión efectiva del sector.

Sin embargo, el país tiene algo que lo diferencia de otros productores de petróleo en la región. La prensa calificada como «libre» por entidades internacionales

118 Ibíd.
119 Ibíd.

como Freedom House, y la dinámica sociedad civil del país, realizan esfuerzos concertados para controlar a los políticos. Desde 1992, cuando se llevaron a cabo las primeras elecciones democráticas después de un periodo prolongado de gobierno militar, Ghana ha tenido cambios pacíficos en el gobierno, respetando el límite de dos mandatos para los mandatos presidenciales. La rendición de cuentas, algo raro en la región, está asumida por la esfera política de Ghana.

En este escenario de integridad política y social y desarrollo económico estable, el descubrimiento de petróleo de Ghana es más una bendición que una maldición. La manera en que el estado avanza en su industria extractiva será punto de referencia para el África subsahariana. Si Ghana es víctima de la maldición de los recursos, será difícil lanzar un mensaje a cualquier otro país en la región. Por otro lado, si logra convertirse en un importante productor de petróleo y aún proteger su mercado interno, utilizando los ingresos de la industria petrolera para mejorar el nivel de vida de la población en general, podría convertirse en un paradigma para el desarrollo africano en el futuro.

Las empresas energéticas africanas

La mayoría de las empresas estatales africanas estaban ya crisis antes de 2014, y el menor precio del crudo empeoró su ya crítica situación financiera. La argelina Sonatrach, no ha frenado sus actividades. Con licencias en Níger, Malí y Mauritania, Sonatrach no hizo casi ninguna inversión en estos bloques durante la crisis. La crisis paralizo a la NNPC nigerina, que se apoya en empresas conjuntas con las grandes multinacionales (Total, Eni, Shell, Chevron y Exxon-Mobil). La crisis también afecto a la angoleña Sonangol que emplea contratos de producción compartida en los cuales su participación es financiada por las compañías privadas asociadas[120].

Nigeria es el único país del continente que ha logrado desarrollar un ecosistema capaz de estimular a los inversionistas locales a apostar por el sector petrolero, el más importante entre ellos es Oando. La empresa que se dedicaba a la comercialización y distribución de productos petroleros, adquirió los activos nigerianos de ConocoPhilipps en 2013. Gracias a estos activos, produce unos 40.000 b/d. Otros comercializadores, como Sahara Energy, Aiteo y Taleveras, compraron licencias de Shell y Chevron[121].

Aunque su situación financiera es más difícil debido a la caída de los precios, ninguno de ellas ha vendido estos activos. Estas empresas pudieron entrar en la exploración / producción tras acumular un capital significativo gracias a su distribución de gas en un gran mercado (180 millones de población), y aprovechar el programa de intercambio, que operó entre 2010 y 2015 permitiendo a Sahara Energy, Aiteo y Taleveras, suministrar a Nigeria productos derivados del

120 Augé, *op. cit.*
121 Ibíd.

petróleo a cambio del crudo estatal, debido a los problemas crónicos de liquidez de Nigeria[122].

Estas compañías prosperaron rápidamente, teniendo garantizados hasta 90.000 b/d de crudo para vender en el mercado internacional. Los bancos nigerianos facilitaron el acceso a los préstamos asumiendo riesgos. Algunas de estas compañías han adquirido licencias fuera de Nigeria, como Taleveras y Sahara Energy en Costa de Marfil o Taleveras en Guinea Ecuatorial[123].

Gracias a las habilidades personales de su presidente, Arthur Eze, Oranto logró obtener licencias en al menos diez países, entre ellos en Liberia, en Santo Tomé y Príncipe, en Nigeria, Benin, o Ghana. La estrategia de Oranto —que hasta la fecha ha dado sus frutos— se basa en mantener relaciones sólidas con las autoridades políticas al más alto nivel, permitiéndoles invertir lo menos posible en sus bloques, a la espera de que uno de los grandes se convierta en operador[124].

Conclusiones

El GdG como un sistema energético abierto, es de gran importancia geoestratégica, muy sensible a factores geopolíticos y a las estrategias de las grandes potencias, particularmente en lo relacionado con su actitud ante el cambio climático. Pero igualmente de gran importancia geonergética, de gran importancia para el mercado europeo por su relativa seguridad, en comparación con Oriente Próximo, la calidad de sus crudos y su relativa cercanía a Europa.

Inicialmente dominado por las compañías europeas y norteamericanas, la aparición en el escenario de compañías asiáticas —particularmente las chinas— y la emergencia de nuevas compañías, entre ellas algunas de las nigerianas, ha cambiado el panorama general energético del GdG. Las estrategias de China, India y Rusia, buscan una influencia creciente en la zona.

La crisis de los precios iniciada en 2014, ha afectado de forma importante a la mayoría de los países de la región, cuya economía tiene una dependencia critica de a exportación de petróleo y gas. Los efectos de la denominada maldición de los recursos son evidentes en la mayoría de los países de la región, que no han aprovechado los ingresos de la energía para potenciar un desarrollo sostenible.

La gobernanza en la región del golfo es —salvo alguna excepción como la de Ghana— muy deficiente. Todos los indicadores tanto de democracia, como de percepción de corrupción, o de fragilidad de los estados sitúan a la región del GdG entre los peores del mundo, y en línea con la situación general africana.

La situación de seguridad, aunque buena en relación con el Golfo Pérsico, deja mucho que desear, especialmente en el área terrestre, con la presencia de Boko

122 Ibíd.
123 Ibíd.
124 Ibíd.

Haram, y otros grupos en el delta del rio Níger, pero también en la zona marítima, donde la piratería, los secuestros, o la pesca ilegal afectan a la percepción de seguridad y fuerzan a las compañías explotadoras a tomar decisiones estratégicas. Esta inseguridad está afectando a la imagen de las principales economías de la zona, particularmente Nigeria, que deberá resolver estos problemas para evitar males mayores.

El cambio climático ha hecho que los países se replanteen su mix energético, apostando por la electrificación, las energías renovables y el gas. Si bien no habrá una reducción del consumo de petróleo, y las reservas son suficientes, se está percibiendo una reducción en inversiones en nuevas exploraciones, y la producción de crudo convencional, podría ser insuficiente para 2040. La situación de la producción en países como Libia o Venezuela agravara la situación. El cambio climático global, con la elevación del nivel del mar, podría propiciar la inundación de grandes extensiones de la franja costera, donde se concentra una parte importante de los campos de petróleo.

La contaminación afecta tanto al territorio como al mar, el nivel de contaminación del suelo y subsuelo en determinadas partes de Nigeria, tras cincuenta años de explotación, y la necesidad de recuperar un ecosistema de gran valor a nivel global, unido a la situación de seguridad, ha hecho que varias multinacionales se desprendan de sus derechos *onshore* y apuesten por la exploración *offshore* en aguas profundas y ultra profundas.

El 40% más pobre de la población regional depende del pescado como un componente crucial de su dieta. La pesca ilegal, no declarada y no reglamentada por parte de buques tanto africanos como extranjeros es actualmente un problema grave. El sector pesquero emplea nueve millones de personas solo en África Occidental, cuya subsistencia se ve amenazada por el impacto del cambio climático, la contaminación y las prácticas de pesca no sostenibles que destruyen el medio ambiente marino

Si bien el auge del petróleo en el GdG ofrece perspectivas de crecimiento económico y desarrollo de los «Petro estados» de la región, el auge del petróleo tiene implicaciones para la salud del medio ambiente marino. Ya, las evaluaciones de la contaminación realizadas en el GdG muestran que la explotación del petróleo y las actividades exploratorias en Nigeria solo contribuyen a la fuerte contaminación del GdG

El crecimiento de la población, una elevación del nivel de vida de la población, y la creciente urbanización implican un mayor consumo interno, y una reducción de los ingresos petroleros, hasta ahora críticos para la economía de la región. Se hace imprescindible una diversificación de la economía que la haga menos dependiente de la exportación de hidrocarburos.

En cualquier caso, el GdG, seguidora siendo una región de importancia crítica para el suministro de energía, particularmente cuando la producción de los Estados Unidos comience a decrecer. La importancia geoestratégica de la región,

lejos de reducirse aumentará para todas las grandes potencias, y muy particularmente para la Unión Europea, con una no deseada dependencia energética de Rusia.

La emergencia de nuevas empresas privadas locales, particularmente en Nigeria, que están obteniendo derechos en otras zonas de la región es un fenómeno que se ve favorecido por las necesidades nacionales y la reducción de ingresos, y que podría beneficiar a la economía nacional. Pero sus adquisiciones en zonas que las multinacionales han abandonado, sometidas a graves daños medioambientales que tendrían que resolver, y donde la situación de seguridad de sus instalaciones se ve amenazada por riesgos de diversa índole ponen de manifiesto fragilidad y su dependencia de las políticas gubernamentales, con un potencial de corrupción.

Bibliografía

African Military Blog (21 de julio de 2018). *African Conflict Map 2018 – A comprehensive guide*.

Amabo, E. (9 de abril de 2018). *Central Africa: Gulf of Guinea Security – Consultations on Common Strategies*.

Atanga Ayamdoo, N. (2016). *Protecting the Gulf of Guinea in an oil boom: regulating offshore petroleum pollution in a divided world*.

Augé, B. (2018). *Oil Exploration and Production in Africa since 2014: Evolution of the Key Players and their Strategies*.

Ayuk, N., & Marques, J. G. (2017). *Big Barrels: African Oil and Gas and the Quest for Prosperity*.

BAQUÉS QUESADA, J. (2018). *La relación estratégica entre Rusia y China una mirada geopolítica*.

Baqués, J. (9 de enero de 2018). *Análisis de tendencias geopolíticas a escala global*.

BP (2018). *BP Statistical Review of World Energy 2018*.

Brits, P. & Nel, M. (30 de noviembre de 2018). *African maritime security and the Lomé Charter: Reality or dream?*

Brzezinski, Z. (2012). *Strategic Vision: America and the Crisis of Global Power.*

Chatham House (2013). *Maritime Security in the Gulf of Guinea*.

Council of the European Union (17 de marzo de 2014). *EU Strategy on the Gulf of Guinea*.

EEAS (29 de octubre de 2018). EU Maritime Security Factsheet: The Gulf of Guinea.

FFP (2018). Fragile States Index.

G7 GG (2017). *G7 High Level Meeting on Maritime Security.*

GIDDENS, A. (2000). *Runaway World: How Globalization is Reshaping Our Lives.*

Giles, K. (2013). *Russian Interests in Sub-Saharan Africa.*

Grygiel, J. J. (2006). *Great Powers and Geopolitical Change.*

Gulf of Guinea Commission (3 de julio de 2001). *Treaty Establishing the Gulf of Guinea Commission*. *Tratado*. Libreville, Gabón.

IEA (2017). «World Energy Outlook 2017». Obtenido de *IEA*: https://www.iea.org/weo2017/#section-6-7.

IEA (4 de diciembre de 2018). «Carbon emissions from advanced economies set to rise in 2018 for first time in five years, reversing a declining trend». Obtenido de *IEA*: https://www.iea.org/newsroom/news/2018/december/carbon-emissions-from-advanced-economies-set-to-rise-in-2018-for-first-time-in-fi.html.

IEA (2018). *Energy Efficiency Indicators Highlights*. Paris: OECD/IEA.

IEA (2018). «Sustainable Development Scenario». Obtenido de *IEA*: https://www.iea.org/weo/weomodel/sds/.

IEA (2018). «World Energy Investment 2018». Paris: International Energy Agency. Obtenido de *International Energy Agency*.

Kingsley, J., & Essen, C. (6 de agosto de 2018). *Niger Delta leaders, stakeholders decry slow pace of Ogoni cleanup*.

Kissinger, H. A. (1994). *Diplomacy*. Nueva York: Simon & Schuster.

KLARE, M. (2001). *La nueva geopolítica. Revista de Economía.*

Matfess, H. (8 de noviembre de 2018). «Continued Clashes Between the Government and Anglophone Separatists in Cameroon Put Civilians at Risk», ACLED.

Naciones Unidas (14 de diciembre de 2018). «Population». Obtenido de *United Nations*: http://www.un.org/en/sections/issues-depth/population/.

OECD (2018). «States of Fragility 2018».

OECD/IEA (2017). «The Future of Trucks». Francia: *IEA*.

OECD/IEA (2018). «The Future of Cooling». Francia: *IEA*.

OECD/IEA (2018). «The Future of Petrochemicals».

Oficina Económica y Comercial de España en Malabo (2011). *Petróleo y gas en áfrica central y occidental. El golfo de Guinea*.

Ogunnubi, O. & Okeke-Uzodike, U. (2016). *Can Nigeria be Africa's hegemon?*

Okafor-Yarwood, I. (2018). *Pollution, Fisheries and Food (In)Security in the Gulf of Guinea.*

OMS (1 de 2015). *Continental Challenges & Change. Environmental Determinants of Health in Africa.*

Onuoha, F. C. (2010). *The Geo-strategy of Oil in the Gulf of Guinea: Implications for Regional Stability.*

Oxford Analytica (2017). *Global Trends to 2035, Geo-politics and international power.*

Pinaud, M. (30 de octubre de 2018). *Regional Overview – Africa 30 October 2018.*

Pinaud, M. (4 de diciembre de 2018). *Regional Overview – Africa 4 December 2018.*

Rice, S. E. & Patrick, S. (2008). *Index of State Weakness in the Developing World.*

Shubin, V. (2013). *Russia's policy towards Africa.*

Silverio González, Y. (2016). *El golfo de Guinea: ¿Futuro Golfo Pérsico Africano?*

The World Bank (2015). *Côte d'Ivoire Urbanization Review Diversified Urbanization.*

The World Bank (2016). *From Oil to Cities Nigeria's Next Transformatio.*

UNEP (2011). «Environmental Assessment of Ogoniland». Nairobi, Kenya: *United Nations Environment Programme*.

UNEP (2011). *Ogoniland Oil Assessment Reveals Extent of Environmental*. Abuja.

Vannice, C. (31 de agosto de 2018). *Can Boko Haram Effectively Function Despite Current Limitations?* ACLED.

Vannice, C. (6 de julio de 2018). *Will the Military's Focus on the Fulani Threat Allow for a Resurgence of Boko Haram?* ACLED.

Velasco González-Calvo, J. F. (19 de diciembre de 2017). *La estrategia energética española en el golfo de Guinea.*

WEO (2015). «Energy and Climate Change World Energy Outlook Special Report Résumé». París: *OCDE/AIE.*

WEO (2017). «World Energy Outlook 2017». Paris: *OECD/IEA*.

WEO (2018). «World Energy Outlook 2018». París: *OECD/IEA.*

WEO (2016). «World Energy Outlook 2016». Paris: *OECD/IEA*.

Wilkes, J. (11 de junio de 2018). *The Many Faces of Piracy in The Gulf of Guinea.*

Zakaria, F. (6 de marzo de 2017). «Trump prepares to pass the world leadership baton to China». *The Washington Post.*

Capítulo cuarto

El cambiante contexto de la geopolítica de la energía: Visión europea de cómo el cambio climático empieza a afectar a la seguridad energética

Christian Egenhofer y Milan Elkerbout

Resumen

El capítulo identifica y esquematiza la nueva agenda de seguridad energética de la UE. Una agenda que se ha ido haciendo más compleja, incorporando a la perspectiva tradicional, nuevos elementos como son aquellos relacionados con el desarrollo, la ciberseguridad, la regulación financiera, la electrificación y la digitalización. Explica brevemente la evolución de la seguridad energética, especialmente durante las dos últimas décadas, subrayando cuáles han sido los principales impulsores de los cambios y las respuestas e iniciativas que a nivel político la Unión Europea ha ido dando. Trata a continuación la situación actual de la seguridad energética, con diferenciación entre los retos «tradicionales» y los «nuevos». El trabajo aborda también cómo las políticas para mitigar el cambio climático están influyendo sobre la seguridad energética. Finaliza el capítulo con unas conclusiones y recomendaciones generales a nivel político, y haciendo una llamada de atención sobre la necesidad de que se lleve a cabo una revisión profunda de la interrelación energía-clima y de sus implicaciones sobre la agenda de seguridad energética.

Palabras clave

Energía, seguridad energética, seguridad de suministro, geopolítica, geoeconomía, cambio climático, Unión Europea, política.

Abstract

This chapter identifies and sketches out the contours of the new energy security agenda for the EU. An agenda that has become more complex, incorporating to the traditional perspective, new elements such as those related to development, cyber security, financial regulation, electrification and digitalisation. It briefly discusses how the global energy security agenda has evolved, especially within the last two decades, thereby attempting to highlight principal drivers and the responses and initiatives that the European Union has given. It also discusses the present energy security situation, divided into «traditional» and «new» challenges. A separate section deals with the impact of climate change mitigation policies on energy security. The chapter finalises with some conclusions and general policy recommendations, and calls attention to the need for a more thorough look at the energy - climate interface and its implications for the energy security agenda.

Keywords

Energy, energy security, security of supply, geopolitic, geoeconomy, climate change, European Union, policy.

Introducción

Tradicionalmente, la geopolítica de la energía ha estado estrechamente relacionada con los estudios de seguridad. Esto se remonta a principios del siglo xx, con la motorización de la guerra, comenzando con la decisión del Reino Unido de pasar toda su marina, del carbón, disponible en el país y abundante en todo el mundo, al petróleo. El petróleo estaba más concentrado geográficamente y necesitaba cadenas de suministro muy sofisticadas, a menudo fuera de la zona. Como resultado, de cuando en cuando surgía la preocupación de «quedarse sin petróleo», consecuencia de la descolonización y subsiguiente nacionalización de la industria petrolífera y de la inestabilidad de los países productores, lo cual fue más evidente a partir de las crisis del petróleo de los años 70 y la creación de la Agencia Internacional de la Energía. Básicamente, la seguridad energética se ha centrado siempre en la seguridad del suministro, es decir: en el suministro ininterrumpido de fuentes de energía a precios asequibles.

Casi siempre, el interés del ámbito político y académico en la seguridad energética es función de los precios del petróleo y las tensiones políticas. En Europa no era diferente. Tras la estabilización de los precios del petróleo a fines de los años 80 y durante los años 90, la seguridad del suministro y la seguridad energética en general atraían un interés muy limitado. La concienciación aumentó con el resurgir de la OPEP, alrededor del cambio de siglo, la subida de precios del crudo y la inestabilidad política internacional, por ejemplo después de los ataques terroristas del once de septiembre y las guerras de Afganistán e Iraq.

Desde el cambio de siglo, la agenda de seguridad energética ha pasado desde la perspectiva tradicional de «asegurar el suministro estable de petróleo barato» a contemplar un conjunto de temas más amplio, por ejemplo, incluir la creciente demanda asiática, la financiación y el riesgo de manipulación de los precios en los mercados de materias primas, incluida la energía, después del «*boom* de China». El acceso a la energía de los países y poblaciones más vulnerables, junto con las implicaciones de la mitigación del cambio climático, también forman ahora parte de la agenda de la seguridad energética. La incorporación más reciente han sido las consecuencias de la digitalización de la energía, en particular la electricidad y el riesgo de ataques cibernéticos al sistema energético. La geopolítica energética tradicional se complementa con lo que a menudo se describe como la geoeconomía.

La aparición de regímenes autocráticos como Rusia, Turquía o China ha vuelto a introducir en la agenda las percepciones tradicionales relativas a los riesgos y amenazas de la seguridad energética. Europa ha sido testigo, por primera vez, de una interrupción física del suministro —de gas natural— como resultado de las tensiones políticas en su vecindad. La última adición a una agenda, ya de por si sobrecargada, ha sido en 2017 con el cambio de paradigma de la administración estadounidense al concepto de predominio energético.

La seguridad energética ha sido tradicionalmente un dominio de los expertos en seguridad o de los analistas del mercado energético. A los primeros les preocupaba en general identificar los riesgos y puntos vulnerables y disponer medidas adecuadas para su control. Los últimos, en cambio, trataban de establecer los límites de los mercados, como herramienta para asegurar la seguridad del suministro. La nueva agenda de la seguridad energética es cada vez más compleja; además de la visión experta tradicional, el estudio de la seguridad energética requiere prestar atención a asuntos relacionados con el desarrollo, a cuestiones de seguridad digital o cibernética, regulación financiera, la mejor comprensión del sector eléctrico como resultado de una cada vez más extensa electrificación, así como a la preocupación de las cadenas de suministro de materias primas minerales, esenciales para la generación de electricidad con renovables, la digitalización y, más en general, la electrificación.

En semejante contexto de cambio global, este capítulo identificará y esquematizará los contornos de la nueva agenda de seguridad energética de la UE. Tratará brevemente la evolución que ha sufrido la agenda de seguridad energética global, especialmente durante las dos últimas décadas, intentando por ende subrayar los principales impulsores. Después tratará la situación presente respecto a la seguridad energética, con diferenciación entre los retos «tradicionales» y los «nuevos». En un capítulo separado se abordará el impacto sobre la seguridad energética de la mitigación del cambio climático. El último capítulo contendrá las conclusiones y proporcionará una visión de cómo se pueden aplicar estas distintas perspectivas. También formulará un número de recomendaciones sobre política general.

El nuevo concepto de seguridad energética

La atención a la seguridad energética se remonta al comienzo del siglo xx, cuando los gobiernos estaban muy preocupados por el suministro de petróleo, que en aquellos años era la base de su capacidad para librar guerras. Los buques de guerra, tanques y otros vehículos motorizados, todos ellos movidos por petróleo, fueron reemplazando a los ferrocarriles y caballos como columna vertebral de la logística. Con la necesidad de suministrar petróleo a los ejércitos, nació el concepto de seguridad energética como un problema político (ver Cherp y Jewell, 2014)[1]. A partir de los años 20, con la masificación del motor en los EE. UU. y más tarde en otras partes del mundo, fue cuando empezaron a aparecer las preocupaciones periódicas de «quedarse sin petróleo» (Yergin 191: 201[2]), especialmente en momentos de pocos descubrimientos de nuevos yacimientos de petróleo o cuando se presentaban picos de la demanda. La teoría del pico de petróleo nació en 1956, cuando M. King Hubbert presentó su todavía

[1] Cherp, Aleh y Jessica Jewell, «The concept of energy security: Beyond the four As», *Energy Policy* 75 (2014) 415-421.

[2] Yergin, Daniel, *The Prize: The Epic Quest for Oil, Money, and Power*, Simon & Schuster, Nueva York.

famoso trabajo al *American Petroleum Institute*, en el que se observaba que el índice de consumo de estos combustibles era mayor que el ritmo al que se encontraban nuevas reservas. Con la Guerra Fría, también el entorno académico comenzó a mostrar interés en la seguridad energética. La tendencia mundial hacia un mayor uso de petróleo hizo que Europa occidental, un gran importador neto, fuese vulnerable a la interrupción del suministro, especialmente si se comparaba con los EE. UU. y la Unión Soviética (ver, por ejemplo, Lubell 1961).[3]

Las preocupaciones sobre la seguridad del suministro se agudizaron por el creciente movimiento de independencia y la subsiguiente nacionalización de las industrias petrolíferas en el mundo árabe; la creación de la OPEP en 1960, el embargo de petróleo árabe en 1973 y los altibajos de suministro resultantes fueron testigo de la creciente importancia de la seguridad de los suministros de petróleo. En definitiva, esto llevó en 1974 al establecimiento de la Agencia Internacional de la Energía (*International Energy Agency*, IEA), lo que supuso un primer paso a una especie de gobernanza regional, si no global, de la energía.

Aunque estaba firmemente establecida como tema político y área de ocupación académica, la atención a la seguridad del suministro de energía o seguridad energética seguía unos ciertos ciclos, en función sobre todo de los precios del petróleo y de las tensiones políticas. La atención cedió con la estabilización de los precios del petróleo a finales de los años 80 y durante los 90, y se desvaneció al terminar la Guerra Fría, poniéndose el foco en las arquitecturas de la seguridad regional y global una vez desaparecida la Unión Soviética.

La seguridad del suministro volvió a ser un asunto crucial al comenzar el nuevo siglo. Una serie de eventos y desarrollos fueron los responsables de tal retorno.

La liberalización del mercado de las redes, es decir, las redes de gas y electricidad, puso en relieve el tema de la estabilidad del sistema, lo que más tarde, con la rápida integración de las renovables en la red, se centró en la electricidad[4]. La crisis del sistema eléctrico en California en el año 2000, que llevó a caídas o recortes eléctricos resultantes casi siempre de fallos regulatorios, ha puesto de relieve más allá de Europa los riesgos relacionados con el sector de la electricidad[5]. Esto llevó a un aumento de la literatura sobre la seguridad energética; el foco casi exclusivo en el petróleo dio paso de forma gradual a un análisis más amplio y específico para el sector, incluyendo los riesgos del gas natural —muy

[3] Lubell, Harold, «Security of supply and energy policy in Western Europe», *World Politics*, 13(3) (1961), 400-422.

[4] Ver Arnold, S. *et al*., «Electricity Supply Externalities: Energy Security», en: Markandya, A, Bigano, A y Porchia, R (eds.), *The Social Cost of Electricity*. Edward Elgar 2010.

[5] Weare, Christopher, «The California Electrcity Crisis; Causes and Policy Options», *Instituto de Políticas Públicas de California*, 2003, pág. 140.

especialmente los riesgos de su transporte[6]— y, después, a la estabilidad de los sistemas, la regulación gubernamental y la emergencia de la geoeconomía[7]. Por otra parte, la liberalización de los mercados introdujo la noción de respuestas de carácter político basadas en el mercado y las evaluaciones económicas de los riesgos asociados a la seguridad del suministro[8].

Mientras la mayor parte de los años 90 los precios del petróleo estaban bajos, hasta realmente caer en 1999 por debajo de veinte dólares por barril, la situación dio un giro en la primera década del siglo xxi alcanzándose en 2008 un precio récord por encima de 147 dólares. Esto era varias veces superior a la banda de precios que se había previsto. Los precios altos del petróleo y de otras materias primas impulsaron los temores de una reactivación de la OPEP y de una mayor firmeza de los petro-estados. El periodo se asoció también a un incremento de la inestabilidad política en la región del Golfo, causante de una inestabilidad global, con los ataques terroristas del once de septiembre seguidos de las guerras de Afganistán e Iraq. Fue entonces cuando se acuñó el término geoeconomía, como un planteamiento analítico y también una práctica en la política exterior[9].

La geopolítica plantea la posición de que los medios económicos han pasado a ser más importantes para el poder de los estados que los medios militares, los cuales parecen importar cada vez menos. Ejemplos de esta política del poder incluyen, por ejemplo, la estrategia China del *One Belt One Road*, la petro-diplomacia de Venezuela en la era de Hugo Chávez y las sanciones Occidentales contra Irán y Rusia (*Box 2.x*).

El mismo periodo fue también testigo de un súperciclo de los productos básicos como los alimentos, petróleo, metales, café, etc., después de un periodo de bajos precios —incluso depresión— en dichos productos durante muchos de los años 80 y 90. Este *boom* se debió en gran medida a la creciente demanda de China y otras economías emergentes. Hubo una profunda recesión como resultado de la crisis financiera de 2008, pero la demanda se recuperó a partir de 2009 hasta mediados de la segunda década. Los altos precios del crudo parecen haber servido para reforzar el ciclo de los productos básicos, en base a unos costes mayores, por ejemplo el transporte, los fertilizantes o la propia acción directa

---

6 Stern, Jonathan, «Security of European Natural Gas Supplies. The Impact of Import Dependence and Liberalization», *Real Instituto de Asuntos Internacionales*, Londres, 2002.

7 Checchi, Arianna *et al*., «Long-term energy security risks for Europe: a sector-specific approach». *Documento de Trabajo* n.º 309 del CEPS, enero 2009.

8 Egenhofer, Christian *et al*., «Market-based Options for Security of Energy Supply», *Nota di Lavora*, 117.2004, Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM), Jansen, J. C., Seebregts, A. J. (2009), «Long-term energy service security: What is it and how can it be measured and valued?», *Energy Policy* 38, 1654-1664.

9 Sören Scholvin & Mikael Wigell, «Geo-economics as concept and practice in international relations – Surveying the state of the art». *Documento de Trabajo* 102, 2018 (abril) del FIIA (Finnish Institute for International Affairs), Helsinki.

de los gobiernos, como cuando presta apoyo a los biocombustibles basados en cultivos (Valiante y Egenhofer 2013)[10].

Los temores de una escasez en el suministro, la competencia por los recursos o la ascensión de los petro-estados nunca desaparecieron del todo, incluso encontrándose en franca retirada. Aún más, China está siendo vista como usuaria de lo que a veces se conoce como instrumentos geoeconómicos, tales como el comercio y la política de inversiones, sobre todo en lo relacionado con la energía y los productos básicos. Al invertir en infraestructura, agricultura o recursos, por ejemplo en África, China intenta aumentar su influencia en el mundo. Este periodo fue testigo de un debate sobre los motivos de la inversión en el extranjero de las Compañías Petroleras Nacionales de China (ver IEA 2011)[11].Mientras que la ayuda y la inversión han sido tradicionalmente una herramienta para una mayor influencia, nuevos instrumentos como la cibernética funcionan de diferente manera. Rusia ha estado utilizando sus recursos energéticos para avanzar en sus objetivos estratégicos (ver Poussenkova 2010, Casier 2011)[12].

También los Estados Unidos están incrementando cada vez más el uso de herramientas geoeconómicas. Por ejemplo, EE. UU. ha estado liderando esfuerzos internacionales para influir en las políticas nucleares de Irán mediante la aplicación de sanciones, y no duda en usar la importancia del dólar y del sistema financiero estadounidense para imponer sus políticas. Más recientemente, la administración Trump ha desarrollado el concepto de «predominio energético». Definido en el documento Estrategia de la Seguridad Nacional, en diciembre de 2017, como «la posición central de América en el sistema energético global, liderando la producción, el consumo y la innovación», puede verse como una imposición política y económica del principio «America First»[13] aplicado al campo de la energía y una desviación respecto un enfoque multilateral. Unos EE. UU. dominantes en el campo de la energía significaría su independencia, aumentando con ello las opciones de su política exterior y haciendo al país menos vulnerable a los exportadores, incluidos los posibles intentos de utilizar la energía como un arma. Al mismo tiempo esto permitiría a los EE. UU. aumentar su influencia en los mercados exportadores (ver Bordoff 2017)[14].

---

[10] Valiante, Diego y Christian Egenhofer, *Price formation in commodities markets: financialisation and beyond*, Bruselas: Centro Europeo de Estudios Políticos (CEPS), 2013, pp. 372.

[11] IEA, «Overseas investments by Chinese National Oil Companies», *Documento Informativo*, París, 2011.

[12] Poussenkova, Nina, «The Global Expansion of Russia's Energy Giants», *Journal of International Affairs*, vol. 63, n.º 2, 2010, pp. 103-124; Casier, T. (2011), «Russia's Energy Leverage over the EU: Myth or Reality?», en *Perspectives on European Politics and Society*, 12(4) 493-508.

[13] Anderson *et al.* (2017): «The America First energy policy of the Trump Administration». *Journal of Energy & Natural Resources Law*, Vol. 35 (3), pp. 221-270.

[14] Bordoff, Jason, «The American Energy Superpower: Why Dominance is about more than Just production», *Foreign Affairs*, 6, julio 2017.

Box 2.x: ¿Que es la geoeconomía?

El término geoeconomía se ha hecho popular, pero carece de una definición consensuada. Comúnmente, se entiende por geoeconomía el uso de herramientas económicas para avanzar en objetivos geopolíticos. Otras definiciones dan vuelta a la frase y al significado, enfatizando en cómo la flexión del músculo geopolítico se utiliza para obtener resultados económicos. De forma más amplia, se puede considerar la geoeconomía como la interacción de la economía, la geopolítica y la estrategia internacionales.

La geoeconomía entró a formar parte del léxico en 1990, con un artículo de Edward Luttwak, en el que se discutía que después de la Guerra Fría la importancia del poder militar fue dando paso al poder geoeconómico.

Una razón por la que el término viene siendo utilizado más comúnmente ahora es la ascensión de China, que usa cada vez más las herramientas económicas para proyectar su poder. Hay también otros dos factores relevantes: la vuelta del capitalismo estatal y de las empresas propiedad del estado, que significa que los estados tienen más recursos económicos a su disposición; y la profunda integración de los lazos comerciales globales y de los mercados financieros, que ha hecho que las herramientas geoeconómicas sean más poderosas.

Ver Marianne Schneider-Petsinger*, Geconomics Fellow, US and the Americas Programme, Chatham House.*

Al mismo tiempo, los mercados globales de productos básicos, incluidos los productos energéticos, sufrieron una mayor volatilidad al compararlos con la crisis prefinanciera. Aunque esto puede ser explicado en parte para algunos productos básicos, por la liberalización del mercado global, ha habido señales de que las crecientes interconexiones entre los mercados financieros y no-financieros —descrito como «financiarización»— han contribuido a una mayor volatilidad (Valiante y Egenhofer 2013). Esto ha llevado a un nuevo empujón para aumentar la transparencia de las metodologías y gobernanza, evitando así la manipulación del mercado, por ejemplo: la iniciativa *Joint Organization Data Initiative* (JODI) y el Foro Internacional de la Energía (*International Energy Forum*, IEF).

Hoy día, el número de personas sin acceso a la electricidad todavía suma mil cien millones, principalmente en el África subsahariana y en regiones de Asia en desarrollo. El acceso a la energía es reconocido cada vez más como una precondición, no solo para el desarrollo y el crecimiento económico de la humanidad, aliviando por ejemplo la pobreza, sino también para la sostenibilidad medioambiental. La energía limpia moderna es menos contaminante y produce menos emisiones que la energía tradicional, por ejemplo la biomasa o la basada en el carbón. Mientras que el acceso a la electricidad ha sentido ya mejoras sustanciales, más recientemente en la India, el acceso a instalaciones limpias para

cocinar no ha mantenido el mismo ritmo. Según la IEA (*Energy Access Outlook 2017*)[15], «se estima que 2.800 millones de personas no tienen acceso a instalaciones de cocina limpias». La IEA también reconoce que 2.500 millones de personas, o un tercio de la población mundial, continúan utilizando la biomasa sólida tradicional para cocinar, que es responsable de un gran número de muertes prematuras. En el ámbito internacional, esto ha llevado a la adopción en el año 2015 de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (*Sustainable Development Goals*, SDG), y en particular a la adopción del objetivo n.º 7: asegurar en 2030 el acceso a energía asequible, fiable y moderna para todos, estableciendo así un nuevo nivel de reconocimiento político del papel central de la energía en el desarrollo. La migración en masa ha creado una nueva dinámica con relación a las discusiones sobre los SDG.

Desde los años 90, el debate sobre la seguridad energética ha ido recibiendo la influencia de las implicaciones de las políticas de cambio climático nacionales, así como de la política global. La interrelación entre la seguridad energética y el cambio climático tiene muchas y muy diferentes facetas: la gobernanza medioambiental y energética global, las distintas implicaciones de reducir la producción y uso de combustibles fósiles y la producción local de energía, por no hablar de los impactos directos e indirectos del cambio climático. Goldthau, Keim y Westphal (2018)[16] identificaron los siguientes cambios sistémicos potenciales en el sistema energético global:

- La transformación de las cadenas de valor industrial, por la que las rentas de los combustibles fósiles disminuyen para beneficio de las tecnologías de conversión de energía, incluida la gestión, es decir: la producción, comercialización, reciclado y reprocesado de materias primas minerales.
- La destrucción de los viejos y la creación de nuevos espacios energéticos construidos alrededor de infraestructuras, cadenas de producción y *clusters* industriales nuevos, por ejemplo, los enlaces con los grandes parques eólicos, la infraestructura para hidrógeno y la captura y almacenamiento de carbono, las instalaciones de reprocesado de materias primas minerales, permitirán reconfigurar el espacio energético.
- La reconfiguración del espacio energético se reforzará gracias al desglose de las esferas de producción de energía individuales (por ejemplo, electricidad, gas natural, petróleo) y las de consumo (por ejemplo, hogares, plantas industriales), en donde los sectores se integrarán, enfocados en las ventajas competitivas de cada emplazamiento concreto.

Un elemento importante de esto serán las implicaciones de la entrada en funcionamiento del Acuerdo de París de 2015, es decir: con qué rapidez y más par-

[15] IEA, «World Access Energy Oultlook», 2017.

[16] Goldthau, Andreas, Martin Keim y Kirsten Westphal, «The Geopolitics of Energy Transformation. Governing the Shift: Transformation Dividends, Systemic Risks and New Uncertainties», *SWP Comment,* N.º 42, octubre 2018, Stiftung Wissenschaft und Politik, Berlín.

ticularmente en qué regiones y por qué caminos, se pondrá en práctica. Las interacciones entre la seguridad energética y el cambio climático se tratarán en profundidad en el capítulo 5.

Box: El concepto en evolución sobre la seguridad del suministro y la seguridad energética en el siglo xxi

«La seguridad en el suministro de energía debe plantearse para garantizar [...] el funcionamiento apropiado de la economía, la disponibilidad física ininterrumpida [...] a un precio asequible [...] respetando los requerimientos medioambientales [...] La seguridad en el suministro no pretende maximizar la autosuficiencia energética ni minimizar la dependencia, centrándose únicamente en reducir los riesgos ligados a esa dependencia». *Comisión Europea*, 2000.

«Los desarrollos tecnológicos afectarán a la elección y el coste de los futuros sistemas energéticos, aunque el ritmo y la dirección del cambio sean sumamente inciertos. Los Gobiernos [...] jugarán un importante papel en reducir el riesgo de las interrupciones de suministro. Las reformas regulatorias y del mercado [...] también afectarán al suministro». Agencia Internacional de la Energía, 2001.

«Depender de las exportaciones no es necesariamente algo malo ni económicamente ineficiente, siempre que las fuentes estén diversificadas, no predomine ningún suministrador y seamos capaces de producir suficientes bienes y servicios para pagarlas». Parlamento Europeo, 2001.

«Durante los últimos 40 años, la seguridad energética en los Estados Unidos se ha centrado en disminuir la dependencia de la Nación del petróleo extranjero. [...] Las preocupaciones de los Estados Unidos respecto a la seguridad energética han evolucionado para incluir el petróleo, el gas natural, y la electricidad y han pasado a ser significativamente más complejas. La población mundial ha crecido en casi un 20% solo en los últimos 15 años, mientras que el Producto Interior Bruto (PIB) creció un 120%. En muchos lugares del mundo, los sistemas mecánicos y analógicos, que tradicionalmente han utilizado como fuente los productos petrolíferos, están siendo reemplazados por sistemas automáticos e interconectados que funcionan con electricidad. Estos cambios han conseguido que la electricidad y el gas natural, además del petróleo, sean elementos facilitadores clave para muchas facetas de la sociedad y han asegurado que el mundo moderno sea completamente dependiente de la energía». Oficina de Política Energética y Análisis de Sistemas (EE.UU.), 2017.

«Una América dominante en energía es igual a una nación independiente y segura, libre de los desórdenes geopolíticos de otras naciones que buscan utilizar la energía como arma económica. [...] Una América dominante en energía exportará a mercados de todo el mundo, incrementando nuestro liderazgo e influencia globales». Administración Trump, 2017.

Un reciente estudio de la IEA (2017)[17] subraya las implicaciones de la digitalización del sector energético. Las tecnologías digitales conseguirán que los sistemas energéticos estén globalmente más conectados. Los grandes avances, pasados y futuros, en datos, analítica y conectividad, permiten nuevos servicios y también la transición energética a la energía renovable. La mayoría de la gente espera que la digitalización cree nuevos sistemas energéticos interconectados, incluso acabando con las fronteras tradicionales entre la demanda y el suministro. Al mismo tiempo los sistemas energéticos se hacen más vulnerables, por ejemplo a los ciberataques. La organización de ciberataques es cada vez más fácil y barata, aumentando además los posibles daños por la mayor interconectividad. El crecimiento incesante de «Internet of Things» facilita los ciberataques.

La experiencia en los ciberataques demuestra que la prevención total es imposible. Aunque se podría limitar su impacto si los gobiernos y la industria tomasen medidas de precaución. Los esfuerzos internacionales ayudarían a reducir los riesgos y los costes asociados. Uno de los retos será el de aumentar la cooperación internacional y la existente entre distintas organizaciones.

Como muestra este breve análisis, la nueva agenda de la seguridad energética podría hacerse aún más compleja; además de la experiencia tradicional, el estudio de la seguridad energética requiere prestar atención a asuntos relacionados con el cambio climático —adaptación y mitigación—, con el desarrollo, cuestiones de seguridad digital o cibernética, regulación financiera, la mejor comprensión del sector eléctrico como resultado de una cada vez más extensa electrificación, así como a la preocupación por las cadenas de suministro de materias primas minerales, esenciales para la generación de electricidad con renovables, la digitalización y más en general la electrificación. El planteamiento tradicional en cuanto a la seguridad del suministro (de petróleo) ha dado paso por ahora a una nueva agenda, que ya no se centra exclusivamente en la seguridad del suministro (de petróleo). Como resultado, el concepto tradicional de seguridad del suministro, entendido típicamente como «la disponibilidad ininterrumpida de fuentes de energía a un precio asequible»[18] ha dado paso a un nuevo concepto de seguridad energética. Aunque no esté definido, por ejemplo, como lo está la seguridad del suministro, el concepto de seguridad energética amplía la noción de energía desde los productos energéticos tales como el petróleo y el gas, hasta incluir todos los recursos naturales y tecnológicos que produzcan o consuman energía, por ejemplo las materias primas minerales, la tecnología, datos, etc. Al mismo tiempo, la seguridad energética establece un enlace con la seguridad nacional. La cuestión de la jerarquía entre ambas, es decir: energía y seguridad, permanece abierta. Esto plantea, sin embargo, la pregunta de cuál de las dos es el principal objetivo: la seguridad energética o la seguridad nacional. Los que ven la seguridad nacional como el objetivo supre-

[17] IEA (2017). «Digitalization of Energy», IEA: París, 2017.
[18] Ver Agencia Internacional de la Energía (IEA).

mo se arriesgan a que la energía se utilice como una herramienta, o incluso un arma, para la política exterior. Un buen ejemplo sería un embargo; un embargo reduce la seguridad del suministro debido a que causa una reducción de disponibilidad y un incremento de los precios. No obstante, si la seguridad energética fuera el objetivo político, la política energética sería menos ambiciosa: requeriría compatibilidad con los intereses de la seguridad nacional. Esta última idea ha sido desarrollada bajo el concepto, o algunos dirían teoría, de la *segurización*. La *segurización* describe la noción de que algo, aquí en nuestro caso la seguridad del suministro, constituye una amenaza existencial y justifica «medidas excepcionales y urgentes para tratar con la amenaza»[19]. Aunque de vez en cuando se ha evocado a la noción de *segurización* de forma retórica, en la práctica ha permanecido sobre todo como un concepto analítico.

Respuestas políticas de la UE

La política energética de la UE ha estado confinada durante décadas y en gran medida a los estrechos campos del carbón y de la energía nuclear, con una autoridad derivada de los tratados de la Comunidad Europea de la Energía Atómica (EURATOM) y de la Comunidad Europea del Carbón y del Acero (CECA), que expiraron en 2002. Los intentos periódicos por extender la jurisdicción de la UE en tiempos de amenazas reales, o percibidas como tal, a los suministros energéticos no tuvieron casi nunca éxito. Como consecuencia, la política energética de la UE ha sido restringida a una serie de objetivos de política horizontal muy generales, tales como promover el uso racional de la energía y reducir la dependencia de Europa de las importaciones de petróleo. Durante décadas, los Estados miembros se han mostrado reacios a aceptar un capítulo de energía en el Tratado de la Unión Europea. En líneas generales, las razones eran las diferencias existentes en los intereses entre los países productores y los no productores, así como las distintas estructuras de los sectores energéticos nacionales, muy bien identificadas en la organización de la red de industrias relacionadas con la energía. Por idéntica razón, la creación de un mercado único de la energía tampoco fue en su origen parte del Libro Blanco de la Comisión Europea de 1995 sobre el mercado interior, ni del Acta Única Europea (AUE), es decir: la revisión del tratado de 1986 que llevó a la puesta en práctica del mercado interior de la UE (por entonces CE). Estas anomalías fueron sin embargo rectificadas gradualmente en 1988, mediante la inclusión de la energía en el programa del mercado interior y finalmente en el Tratado de Lisboa de 2009, el cual incluía en su Artículo 194 un capítulo sobre la energía. Este nuevo capítulo reconfirmó esencialmente las competencias ya existentes en el campo del mercado interior de la energía, la eficiencia energética y las renovables, y en el de la infraestructura, además de añadir una referencia a la seguridad del suministro y a la solidaridad. Desde un punto de vista legal, las implicaciones del

[19] Buzan, B. y O. Wæver. 2003. *Regions and powers: A guide to the global security order*. Cambridge: Cambridge University Press. P. 491.

nuevo capítulo permanecieron limitadas, ya que el Artículo 194 II reiteraba que la combinación energética seguiría siendo competencia de cada Estado miembro. Esto implica que todas las decisiones importantes sobre política energética continúan requiriendo unanimidad[20].

El momento decisivo: la integración del mercado y la política del cambio climático

A pesar de todo ello, el cambio constituye un importante punto de inflexión en la UE. Durante muchos años la Comisión Europea había defendido que a la política energética de Europa le faltaba coherencia, debido a la fragmentación de su base jurídica en diferentes áreas como las de regulación, competencia y políticas medioambiental y exterior. A pesar de que con anterioridad al Tratado de Lisboa los Estados miembros habían negado la necesidad de tener una política energética significativa para la UE.[21]

La situación cambió únicamente en torno al 2000. Por una parte, esto fue debido principalmente a los cambios geopolíticos o a la percepción que estos causaban, es decir: a la cada vez mayor dependencia de las importaciones de un número de países políticamente inestables u hostiles, con creciente intervención en el sector de la energía por parte de los gobiernos de los países productores. El segundo impulsor importante, ha sido, por otra parte, la creciente integración del mercado de la energía, con la gradual culminación del mercado interior de la energía, y con la necesidad de una respuesta de la UE al cambio climático global[22]. El acceso a la UE de los Estados miembros de Europa Central y del Este, que dependen fuertemente del suministro ruso, ha aumentado si cabe el deseo de una política energética y una política de seguridad energética en la UE más estables. Como resultado, los Estados miembros vieron en la política energética un valor añadido de la UE, tanto interna como externamente. Esto ha ofrecido a la UE en los últimos años la posibilidad de profundizar aún más en la cooperación energética y disponer nuevas alianzas externas en energía, además de empezar a coordinar los distintos Acuerdos Intergubernamentales que regulan las importaciones de energía. Con el tiempo, la seguridad energética ha pasado gradualmente a formar parte de la política exterior, por pequeña o, en ocasiones, marginal que sea. Sin embargo, esta integración no fue más allá de la noción tradicional en cuanto a que el mercado interior de la UE constituye la base

[20] Samuel Schubert, Johannes Pollak & Maren Kreutler, «La Política Energética de la Unión Europea», Capítulo 3, págs. 85-126, *The European Union Series*, Palgrave 2016.

[21] Las razones para ello incluían las diferencias en los intereses entre los Estados miembros productores y los no productores de energía, las distintas opciones políticas respecto a la combinación energética o la diversidad respecto a la regulación del mercado.

[22] Egenhofer, C & A Behrens, «Resource politics: the rapidly shifting EU energy policy agenda», en Paul Heywood, Erik Jones, Martin Rhodes & Ulrich Sedelmeier (eds.), *Developments in European Politics*, 2.ª edición, Palgrave Macmillan, Capítulo 13, págs. 241-261.

de la proyección exterior e influencia de Europa[23] o que el mercado aumenta la resistencia, y por lo tanto, la seguridad del suministro.[24] Mientras que el fomento de los mercados fuera de la UE, presentaba una base útil desde la que podría coordinarse una estrategia de seguridad energética más eficaz, la pregunta de si se necesita plantear una mayor implicación de los gobiernos en la seguridad energética, en el contexto de la estrategia exterior, permanece sin respuesta[25].

La Unión de la Energía

El concepto de Unión de la Energía —entre otras fuerzas motrices— ha sido también objeto de un intento de establecer una política energética más liderada por los gobiernos. Propuesta originalmente en 2014 por el entonces primer ministro de Polonia, Donald Tusk, como una llamada a la unión de Europa y a «terminar con la fortaleza energética de Rusia»[26], «La Unión de la Energía y Clima —para lograr una energía más segura, asequible y sostenible», así era el título oficial— ha sido identificada como uno de los diez proyectos prioritarios del Presidente[27]. La Comisión Europea reconoció que los asuntos energéticos deberían constituir también un área de «Solidaridad Europea» que afectaría a muchas otras áreas como la economía, seguridad, medio ambiente, cohesión social, o el desarrollo local.

La propuesta original de Tusk ha sido impulsada por las preocupaciones sobre la seguridad y por consideraciones domésticas, por ejemplo: «hacer algo por el carbón». El crédito de la Comisión de Juncker estriba en haber aprovechado la oportunidad para elevar la Unión de la Energía junto con otras «Uniones» hasta convertirla en un elemento más del Mandato de la UE. Por ello, la Comisión Europea —con apoyo del Parlamento Europeo y principalmente (aunque no únicamente) de los estados miembros de Europa Central y del Este— tomó por primera vez un posición política y estratégica sobre la energía. Esto contrasta-

---

[23] Umbach, Frank, «Global Energy Security and the Implications for the EU», *Energy Policy*, vol. 38, n.º 3, marzo 2010, págs. 1229-1240; Dreyer, Iana & Gerald Stang, «Energy moves and power shifts; EU foreign policy and global energy security», *ISS Report*, n.º 18, París, Instituto de la UE para Estudios de Seguridad, febrero 2014

[24] Por ejemplo, ejemplificado por Noël, Pierre, «Beyond Dependence: How to deal with Russian gas», *ECFR Policy Brief*, n.º 9, London, European Council on Foreign Relations, noviembre 2008.

[25] Buschle, Dirk, «Exporting the internal market – Panacea or Nemesis for the European Neighbourhood policy. Lessons from the European Energy Community», *EU Diplomacy Papers*, n.º 02/2014, Brujas, Colegio de Europa, 2014.

[26] Donald Tusk, «A united Europe can end Russia's energy stranglehold», *FT* 21.04.2014. Aunque Donald Tusk se refería especialmente al gas natural, muchos países de Europa Central y del Este también dependen del petróleo ruso y son por lo tanto vulnerables a los conflictos relacionados con oleoductos como los que corren entre Rusia y Bielorrusia. Además, las redes eléctricas de las tres repúblicas bálticas continúan plenamente integradas en («sincronizadas con») la red de distribución de energía rusa.

[27] Ver 10, prioridades de la Comisión 2015-2019.

ba sumamente con el planteamiento anterior, muy impulsado por el mercado[28]. Además, el cambio de planteamiento ha permitido a la Comisión Juncker forjar un nuevo consenso sobre el cambio climático, tras la ruptura del compromiso anterior una vez frustrado en 2009 en Copenhague el intento de alcanzar un acuerdo global sobre el cambio climático. Este nuevo consenso pudo lograrse ligando las agendas del mercado interior de la energía y el cambio climático con la seguridad del suministro, solidaridad, infraestructura e innovación. La elección de los temas es en parte una reflexión sobre las competencias bajo el TFUE, pero también intenta reflejar exactamente las prioridades políticas y las relativas a seguridad de los estados miembros. La seguridad energética está muy bien posicionada en la agenda de Europa Central y del Este, y también, aunque en menor grado, de los Estados miembros periféricos. La construcción de interconexiones para gas y electricidad, que incrementa la seguridad energética a la vez que fomenta la integración de los mercados, había sido largamente demandada por muchos Estados miembros periféricos. El cambio climático, la innovación y los mercados han estado siempre en el corazón de la agenda de la UE, siendo promovidos por aquellos miembros que ven en éstos oportunidades económicas[29].

El consenso pudo mantenerse gracias a que la Unión de la Energía tomó una postura impulsada por los proyectos, práctica y activa. La Comisión Juncker ha perseguido un número de acciones políticas estratégicas, muy frecuentemente con el fin de acomodar directamente los intereses de los Estados miembros. Como ejemplos se incluyen la sincronización con el Báltico del sistema eléctrico de la UE, la interconexión eléctrica Francia-España, la propuesta del *North Stream 2* para alinear el marco de gaseoductos de importación con el mercado interior del gas, la vigilancia de la inversión extranjera, la Alianza Europea sobre Baterías o la Iniciativa de Conectividad de Europa Central y del Sureste (*Central and South Eastern Europe Energy Connectivity*, CESEC). Muchos de esos proyectos ya estaban en marcha previamente. Aunque ahora han sido presentados como formando parte de un plan general estratégico de mayor tamaño.

Una innovación interesante ha sido el *Tour* a la Unión de la Energía del Vicepresidente, en el que visitó dos veces a todos los Estados miembros, para discutir con los actores nacionales las prioridades de la política energética, asuntos fronterizos, y también para incrementar, en palabras de la propia Comisión, «la propiedad por todas las partes de la sociedad». Mientras que el impacto político de los *Tours* a la Unión de la Energía es difícil de juzgar, si es cierto que ha contribuido a elevar el perfil de los asuntos relacionados con la energía y el clima, tales como la integración de las renovables, las interconexiones, la seguridad

[28] Goldthau, Andreas y Nick Sitter, «Regulatory or Market Power Europe? EU Leadership Models for International Energy Governance», en: Jakub M. Godzimirski (eds.), *New Political Economy of Energy in Europe*. Palgrave MacMillan, International Political Economy Series, 2019, Capítulo 2, págs. 49-71.

[29] Christian Egenhofer y Milan Elkerbout, *Energy Union: Looking back and ahead* (título del trabajo, pendiente), CEPS, 2019.

del suministro o las implicaciones a largo plazo de la transición a la economía de bajas emisiones en carbono.

Todo esto puede haber contribuido al hecho de que a principios de 2018, tras un largo periodo de dudas por los Estados miembros, la Comisión Europea consiguió obtener un mandato del Consejo de Europa para proponer una «visión estratégica a largo plazo[30]» para una economía con «neutralidad climática», pensando en 2050. Aunque la estrategia a largo plazo para las emisiones de gas de efecto invernadero es en parte una actualización de la «hoja de ruta hacia una economía de bajas emisiones de carbono», original de 2011, también ha valido para arrancar una discusión en el seno de la UE sobre posibles caminos para alcanzar los objetivos climáticos de mitad del siglo. Esa actualización se hizo necesaria a la luz del Acuerdo de París de 2015, pero también por la dramática caída de los costes tecnológicos, por ejemplo para renovables y baterías. Finalmente, constituye el legado de la Comisión Juncker, que «heredará» la próxima legislatura.

El legado consiste en una política energética, climática, económica e industrial altamente integrada. A pesar de que durante muchos años, la política climática de la Unión Europea ha sido impulsada por las negociaciones internacionales sobre el cambio climático, el foco de la política energética ha estado predominantemente fijado en la culminación del mercado interior para la electricidad y el gas, incluyendo la infraestructura y seguridad de los sistemas de electricidad y de gas. La política industrial, por otra parte, estaba relacionada con la competitividad de varios sectores industriales y con su crecimiento y empleo. Después de la Comisión Juncker, las tres áreas correspondientes a estas políticas se han entrelazado. Al mismo tiempo, es justo decir que la Comisión Barroso logró hilvanar algunas semillas para una mejor integración, por ejemplo mediante la Estrategia de Seguridad Energética Europea de mayo 2014, el Libro Verde sobre el marco climático y energético de 2030, o por ejemplo varios estudios sobre precios y costes de la energía tendentes a mejorar las evidencias para el sector energético. Esto último no debería sin embargo censurar las mejoras que la Comisión Juncker consiguió centrándose en asuntos estratégicos.

La publicación de la estrategia a largo plazo de la UE para el clima y la energía, a finales de noviembre de 2018, asegurará que la atención sobre los asuntos estratégicos a un plazo más largo se mantiene. Con ello también se dará un sentido concreto y se identificarán los pasos prácticos hacia una economía moderna, competitiva y limpia —significando ambas cosas: bajo carbono y bajas emisiones— integrada en una estrategia industrial europea. En la actualidad, la seguridad energética ya forma parte de la estrategia de crecimiento industrial y económico, sin estar nunca más separada en sus diferentes elementos.

[30] Comisión Europea, «Un planeta limpio para todos», COM(2018) 773 final.

La nueva geopolítica y economía de la energía

A lo largo de casi toda la década de los 90, la UE se encontraba en una situación bastante cómoda en cuanto al suministro de energía. Los recursos nacionales de petróleo y gas del Reino Unido, Holanda, Dinamarca y otros Estados miembros, junto a los casi nacionales de Noruega, permitían a la UE limitar su dependencia de las importaciones. Los mercados de petróleo eran por lo general eficientes y líquidos, aceptándose una cierta interferencia de los gobiernos, siempre que no fuera excesiva. El petróleo ha estado disponible en abundancia y los mecanismos de crisis de la IEA proporcionan una amortiguación cómoda si hay problemas en el suministro. El hecho de que esos mecanismos de crisis nunca hayan tenido que usarse da todavía más seguridad respecto al gas natural, posiblemente percibido por algunos como la fuente de mayor riesgo debido a la rigidez en el transporte, una gran parte de las reservas mundiales de gas se encontraban a una distancia de Europa que hacía económicamente viable su transporte. Además, la UE disfrutó de casi un monopsonio con Rusia, el lugar con mayores recursos de gas del mundo. Otros suministros como el procedente del norte de África también se consideraban seguros, dado que esos países dependen en algunos casos exclusivamente del petróleo y el gas, por los ingresos de las exportaciones. Por otra parte, las inversiones masivas de los años 70 y 80 en energía nuclear permitieron que la electricidad de origen nuclear jugase un papel importante en el mix energético, con un posible efecto positivo sobre la dependencia total de las importaciones (asociado sin embargo a otros riesgos de seguridad del suministro). En resumen, la UE disfrutó en general de una saludable diversificación con relación a ambos parámetros: las fuentes de energía y su origen geográfico, excepto Finlandia, España o Portugal.

Esto ha dejado gradualmente de ser así desde principios de los años 2000. Con la caída de la demanda de Asia y China, parecía que la demanda de energía europea estaba encontrando cada vez más rivalidad en la demanda de economías emergentes, dirigiendo la atención a la necesidad de desarrollos, es decir: inversiones, del lado del suministrador. Este es también el periodo en el que las industrias energéticas en los países suministradores estuvieron cada vez más sujetas a la interferencia excesiva de los gobiernos, aumentando por ello el temor de un empeoramiento o mutación del funcionamiento de los mercados competitivos globales de petróleo. El hecho de que las empresas productoras y exportadoras de energía pasasen con más frecuencia a ser empresas propiedad del Estado o controladas por el mismo, se sumó a los temores de que la energía se usará de forma creciente como un arma política, como ya advirtió por ejemplo la IEA en el *World Energy Outlook* de 2008.[31] Las políticas de inversión con regulación gubernamental también alimentaron dudas sobre el nivel de futuras inversiones y sus efectos en la producción y en los niveles de los precios. En el pasado, muchos países suministradores con gobiernos fuertes han demostrado ser incapaces de aumentar la producción. Esta era también

[31] IEA, «World Energy Outlook», 2008.

la primera vez que la política sobre el cambio climático —muy por delante de las negociaciones sobre el clima de 2009 en Copenhague—, empezaba a añadir incertidumbre a los inversores.

Las crisis del gas de 2006, en las que los suministros de gas de Rusia fueron interrumpidos debido a un conflicto de tránsito con Ucrania, pueden verse como un punto de inflexión en el planteamiento de la UE respecto a la seguridad del suministro. Con anterioridad a 2006, las interrupciones en el suministro tenían causas internas, por ejemplo la huelga de mineros del carbón de mediados de los años 80 en el Reino Unido, las protestas por las huelgas de las gasolineras en el año 2000 y varios apagones o recortes ocurridos en el sector eléctrico en diferentes regiones. La crisis del gas de 2006, repetida más tarde en 2008 y sobre todo en 2009, trajo repentinamente a los hogares el mensaje de que las interrupciones del suministro son reales. Esto supuso un reto frente a la anterior creencia de que las importaciones —si estaban bien diversificadas— son seguras, como lo eran incluso en los puntos álgidos de la Guerra Fría. La UE reaccionó con una mezcla de medidas internas y externas, que todavía en estas fechas forman la base de la política de seguridad del suministro de la UE.

La seguridad del suministro después de la crisis del gas de 2006

Las características y los retos de la seguridad del suministro energético de Europa fueron primero tratados por la Comisión Europea en el Libro Verde del 2000 sobre la «Seguridad del Suministro Energético»[32], quedando en él subrayadas tres vulnerabilidades: alta dependencia de las importaciones de energía; influencia limitada de la UE sobre el lado de los suministradores; y dificultades para cumplir los requerimientos del protocolo de Kioto. La Comisión Europea hizo un seguimiento de este análisis en marzo de 2006, a través de otro Libro Verde sobre «Una Estrategia Europea para la Energía Sostenible, Competitiva y Segura»,[33] que más tarde llevaría al paquete 20-20 sobre la energía y el cambio climático[34]. Teniendo ya en consideración la crisis del gas, se pudieron identificar seis áreas de prioridad:

- La finalización de los mercados interiores de gas y electricidad en Europa.
- Solidaridad entre los Estados miembros.
- Un *mix* energético sostenible, eficiente y diversificado.
- Un planteamiento integrado para manejar el cambio climático.
- Un plan estratégico sobre tecnología energética.
- Una política común para la energía externa en Europa.

[32] Comisión Europea, «Hacia una Estrategia Europea para la Seguridad del Suministro Energético Libro Verde». COM (2000) 769.
[33] Comisión Europea, «Una Estrategia Europea para la Energía Sostenible, Competitiva y Segura», COM(2006) 317.
[34] Comisión Europea, «Una Política Energética para Europa», COM(2007) 1.

Box 3.x: La política energética y climática toma forma: el paquete 20-20 de energía y clima

En el Consejo de Europa del 8 y 9 de marzo de 2007, los jefes de Estado y de gobierno de la UE secundaron la estrategia de la Comisión Europea.

1) Un compromiso vinculante del 30% para una reducción absoluta de las emisiones en 2020 comparado con 1990, condicionado a un acuerdo global,[35] y un «compromiso independiente firme» de conseguir al menos un 20% de reducción en 2020. Al mismo tiempo, la UE abogó por conseguir que los países industrializados redujeran sus emisiones colectivamente entre el 60% y el 80% en 2050 comparado con 1990. El Parlamento Europeo insistió en su resolución en que la UE debería comprometer unilateralmente el 30%.
2) Un 20% de reducción del consumo de energía primaria en 2020, comparado con las proyecciones.
3) Un objetivo vinculante del 20% de energía renovable en el total del consumo energético en 2020.
4) Un objetivo mínimo vinculante del 10% en biocombustibles entre la totalidad de los combustibles para transporte en 2020.
5) El desarrollo de un Plan Estratégico de Tecnologías Energéticas en Europa.
6) Un refrendo de la política de captura y almacenamiento de carbono de la Comisión Europea.

Esto fue seguido por el marco del clima y la energía de 2030, adoptado por el Consejo de Europa en octubre de 2014[36] El Consejo estableció nuevas metas de cabecera para las reducciones de emisiones de gas de efecto invernadero, renovables, y para la eficiencia energética, algunas de las cuales fueron más tarde endurecidas por los legisladores de la UE:

1) «Al menos el 40%» de reducción de las emisiones de gas de efecto invernadero en 2030, comparadas con las de 1990.
2) Para conseguir cumplir con el objetivo total de emisiones de la UE, los sectores ETS de la UE deberían reducir las emisiones en el 43% comparado con los niveles de 2005, en tanto que los sectores no-ETS deberían reducir sus emisiones en solo el 30% comparado con 2005.
3) Una meta vinculante en la UE de «al menos el 27%» para las energías renovables, en el consumo total de energía en 2030. Esta ha sido luego incrementada al 32% por los legisladores de la UE. Al contrario que con las metas para 2020, los objetivos de renovables no serán vinculantes a nivel de Estado miembro, solo lo serán a nivel de la UE.
4) Un objetivo del 27% para la eficiencia energética, incrementada más tarde hasta el 32,5% por los legisladores de la UE.

[35] Provisto que otros países desarrollados se comprometan a reducciones «comparables» y que los países más avanzados económicamente se comprometan a contribuir «adecuadamente» de acuerdo con sus responsabilidades y capacidades.

[36] Ver «EUCO 169/14», http://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-169-2014-INIT/en/pdf.

Política energética exterior

El Libro Verde de 2006 identificaba una «política energética exterior coherente» como uno de los seis pilares de la política energética de la UE. Es interesante observar, sin embargo, que la Comisión Europea propuso llegar más allá de las políticas y prescripciones existentes —mediante, por ejemplo, alianzas energéticas, diálogo productor-consumidor, integración de la energía en otras políticas exteriores o facilitar apoyo a los mercados energéticos— reclamando ambiciosamente «una política clara para asegurar y diversificar los suministros de energía» junto con un mecanismo efectivo de respuesta a las crisis, algo con lo que el Consejo de Europa de 7/8 de marzo 2007 no estuvo de acuerdo. En efecto, el Consejo de Europa despojó a la Comisión Europea de sus aspiraciones más ambiciosas, que iban más allá de una mejor coordinación. Se encontró una solución más o menos intermedia, cuando el Consejo de Europa de junio 2006, ya antes del crucial Consejo de Europa de la primavera de 2007 —adoptó un marco legal para la política energética exterior en base al documento conjunto de la Comisión Europea y el Alto Representante[37]. Entre otros, previó la creación de una red de corresponsales de energía (consistente en representantes de los Estados miembros y de las Secretarías Generales tanto de la Comisión como del Consejo) con el fin de establecer un sistema de alerta temprana y mejorar la reacción en caso de crisis. A pesar de ello, este puede considerarse el principio de una política de seguridad del suministro de la UE.

Estrategia Europea de Seguridad Energética

En la Estrategia Europea de Seguridad Energética de 2014 se aceptó un planteamiento más explícito para la seguridad energética[38], que evalúa sistemáticamente situaciones de seguridad del suministro y seguridad energética a corto, medio y largo plazo, es decir: de los aspectos de seguridad de la energía. Es importante el cambio desde el concepto de «seguridad del suministro», que claramente se asocia a la política energética impulsada por los mercados hasta los años 2010, al de «seguridad energética», que conlleva una «seguridad» mucho más fuerte, es decir: una connotación política. Ahí es también donde aparece la retórica de la *segurización*, en la que resuena sonoramente el lenguaje de algunos Estados miembros de Europa Central y del Este y de países vecinos de Europa.

Hasta cierto punto la estrategia ha sido impulsada por la concienciación de que la integración de Rusia en una alianza estratégica de la energía es muy poco probable. A pesar de un diálogo institucional sobre la energía (desde 2000) y de algunas inversiones extranjeras en el sector energético ruso, la estrategia

[37] Documento conjunto de la Comisión y el Secretario General / Alto Representante (documento 9971/06).

[38] Comisión Europea, «Estrategia de Seguridad Energética Europea», COM(2014) 330.

estaba orientada a abrir el mercado ruso a empresas europeas y en todo caso occidentales y así ganar un acceso a gran escala a Rusia.

Los puntos principales han podido mejorar la resiliencia, la nueva infraestructura y la cooperación con países vecinos, por ejemplo a corto plazo ENP vía Comunidad de la Energía, lo que más tarde fue seguida de legislación al respecto. La estrategia a largo plazo, dejando a un lado los matices, ha sido en líneas generales una reiteración de posiciones anteriores: mercado de la energía integrado y con más interconexiones, diversificación del gas, por ejemplo: Noruega, Corredor del Sur (Mediterráneo Sur), transición energética hacia bajas emisiones en carbono y una mayor coordinación entre los Estados miembros. En resumen, además de la prueba de Esfuerzo de Gas y de las medidas de emergencia, la Estrategia Europea de Seguridad Energética se apoya enormemente en las políticas ya en curso: mercado, eficiencia, diversificación (regiones, combustibles), mecanismos de solidaridad (interconexiones) y una mejor coordinación (hablar con una sola voz).

Como ocurre a menudo, la Estrategia Europea de Seguridad Energética de la Comisión ha formalizado lo que ya venía considerándose desde hace algún tiempo. Mientras que la Estrategia Europea de Seguridad Energética es un paso importante hacia una estrategia más formal de la UE respecto a la seguridad del suministro o la estrategia de seguridad energética, sería un error argumentar que no se ha hecho nada en el pasado. Ya en 2010, el Reglamento para la Seguridad del Suministro de Gas[39] daba sentido a cierta solidaridad entre los Estados miembros. De manera similar, en 2008, el Fondo Europeo para la Recuperación Económica gastó unos 1000 millones de euros en apoyar las interconexiones, asegurando que la crisis del gas de 2008, muy fuerte en el sudeste de Europa, no se repetiría más. Hay más construcción de infraestructura que está siendo apoyada por los proyectos de interés común (PCI) de la UE y por proyectos de interés comunitario (PECI), respectivamente en el caso de los países de la Comunidad Energética. Lo primeros resultados serían observados en el invierno de 2012, cuando el 4 de febrero el sistema de gas de la UE demostró ser resiliente frente a un recorte del suministro de gas. La infraestructura de la UE permite ahora que se suministre a Ucrania enteramente a través del gas de la UE, que entra en el país por el oeste. Los Estados miembros de la UE están poco a poco empezando a aceptar una mayor vigilancia en la aplicación de sus Acuerdos Intergubernamentales, que regulan la energía y sobre todo las importaciones de gas. A la vista de la conversión de los precios, parece que ambos mercados, el de gas y el de electricidad, se están integrando rápidamente.[40] Se han detectado cuellos de botella a nivel regional, gracias a las pruebas de

[39] Reglamento N.º 994/2010/EU, OJ L/295 1-22 de 12-11-2010, revisado por el Reglamento (EU) 2017/1938, OJ L 280 1-56 of 28-10-2017.

[40] «ACER Market Monitoring Report 2017», *Gas Wholesale Markets Volume*, 3 October 2018; ACER/CEER, «Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2017», *Electricity Wholesale Markets Volume*, 22 October 2018.

esfuerzo (gas), las cuales se han tratado de corregir con iniciativas regionales tales como CESEC y BMIP.

La política energética exterior de la UE ha sido durante mucho tiempo criticada por los comentaristas como ineficiente[41]. Juzgando por lo arriba expuesto, se podría concluir que la política energética exterior de la UE ha sido satisfactoria.[42] Los «stress tests» de gas han identificado enlaces muy débiles, notablemente los del Báltico y Sudeste de Europa. Las iniciativas regionales están tratando de corregir esto, además de la infraestructura. La infraestructura de la UE se ha fortalecido e integrado. La transición hacia una economía de bajas emisiones de carbono reforzará esta tendencia. El Tercer Paquete Energético —aunque está tardando bastante en ser puesto en práctica— y sobre todo el acoplamiento al mercado[43] de la mayor electricidad de todos los Estados miembros, así como también la integración del mercado del gas, ha aumentado la resiliencia de los mercados energéticos de la UE. Al mismo tiempo, el Tercer Paquete Energético ha permitido a la Comisión Europea imponer condiciones sobre el proyecto *South Stream*, con objeto de evitar un monopolio del gas ruso en el sudeste de Europa y los Balcanes Occidentales, lo que habría por otra parte hecho casi imposible todas las nuevas importaciones desde el Caspio. La investigación de Gazprom ha forzado con éxito a Gazprom a cambiar sus supuestas prácticas anticompetencia en la UE[44]. Pensando a largo plazo, la inversión en fuentes de energía renovable; la promoción de técnicas para la captura y almacenamiento de carbono; y, para aquellos Estados miembro que así lo deseen, las inversiones en energía nuclear, reducirán la dependencia respecto a terceros países y posiblemente podrán suavizar los impactos de los súperciclos, típicos en los mercados internacionales de recursos básicos. La energía renovable sustituirá de forma creciente la política de importaciones y proporcionará independencia tecnológica. La sustitución de las energías fósiles combinada con las renovables puede disminuir el poder de los importadores sobre los precios. Y la introducción del Mercado de Comercio de Derechos de Emisión (ETS) de la UE (y los impuestos nacionales al carbono) retendrá con eficacia algunas de las rentas económicas de los países productores, incluida Rusia. Por último, para compensar los precios altos tanto para la industria como para los clientes nacionales, la

41 Youngs, Richard, «Europe's External Energy Policy: Between Geopolitics and the Market» (November 20, 2007). *Documento de Trabajo*, N.º 278 del CEPS; Youngs, Richard, «Energy Security: Europe's New Foreign Policy Challenge», Routledge 2009.

42 Boersma, Tim y Michael E. O'Hanlon, «Why Europe's Energy Policy Has Been a Strategic Success Story», *Brookings Institution*, 2, mayo 2016, Blog post, recuperado el 21 de septiembre de 2018, https://www.brookings.edu/blog/order-from-chaos/2016/05/02/why-europes-energy-policy-has-been-a-strategic-success-story/.

43 Glachant, Jean-Michel, «The achievement of the EU electricity internal market through market coupling», *Documentos de Trabajo de la EUI*, RSCAS 2010/87.

44 Riley, Alan, «Commission v. Gazprom: The antitrust clash of the decade?». *Nota sobre Política*, N.º 285 del CEPS, 31 de octubre de 2012; Siddi, Marco, «The antitrust dispute between the European Commission and Gazprom: Towards an amicable deal», *Comentario,* N.º 9 del FIIA (Finnish Institute for International Affairs), 2017.

eficiencia energética es un elemento central de la política, ciertamente durante un periodo de transición hasta que las nuevas tecnologías y los nuevos combustibles estén disponibles a escala. Reducir el consumo mientras que suben los precios da una posibilidad razonable de mantener las facturas de energía constantes. La cuestión es saber si esta estrategia continuará siendo adecuada para resolver los retos del futuro.

Electrificación del sistema energético y nuevas cadenas de valor

Para cualquier camino creíble de reducción de las emisiones de gas de efecto invernadero que esté en línea con una economía de cero-carbono neto,[45] la cuota de electricidad en la demanda final total de energía doblará por lo menos o posiblemente triplicará la cuota actual, que está alrededor del 25% para la UE y del 20% a nivel mundial[46]. La mayor parte de esta electricidad procederá de fuentes renovables, tales como eólica y solar, cuya producción variará muy notablemente con la hora del día y las estaciones. Esto exigirá una adaptación de la forma en que se gestiona el sistema eléctrico, así como a la organización del mercado[47]. La UE ha empezado a tratar este asunto a través del Paquete de Energía Limpia de 2017 y se espera que se produzcan otras iniciativas.

La atención se está centrando ahora en retos nuevos, especialmente en la demanda creciente de materias primas minerales impulsada por el desarrollo en paralelo de la presente revolución digital y la transición a la economía de bajas emisiones de carbono. Esta transformación afecta y está transformando la cadena de valor de las industrias de materias primas minerales, desde el *upstream* hasta el *downstream*[48].

La intensidad de los recursos de la economía se mantendrá significativamente alta y posiblemente aumentará aún más. Serán necesarias cantidades cada vez mayores de materias primas minerales —algunas de ellas descritas como «materia prima crítica»— para asegurar la transformación a la economía de bajo carbono, tanto en la UE como globalmente y aseguren satisfacer la creciente

---

[45] Con una meta de emisiones de gas de efecto invernadero del cero-neto, cualesquiera emisiones que permanezcan deberán ser compensadas mediante la «extracción del carbono», es decir, los sumideros de carbono como los bosques absorberán el dióxido de carbono de la atmósfera.

[46] Comisión Europea, «Un planeta limpio para todos», COM(2018) 773, Comisión de Transiciones Energéticas, «Mission Possible – Reaching, net-zero carbon emissions from harder-to-abate sectors by mid-century», noviembre de 2018.

[47] Ver «Climate Policy Initiative, Flexibility: the path to low-carbon low cost electricity grids». *Comisión de Transiciones Energéticas*, abril 2017; IEA, «Re-powering market: Market design and regulation during the transition to low-carbon power systems».

[48] Faure, A, C. Egenhofer, M. Elkerbout, «Value chains based on mineral raw material –challenges for European industry and policy», *Policy Insight* 2018/07 del CEPS, febrero.

demanda del mercado[49]. Se estima que cerca del 60% de la demanda de materias primas críticas podría estar asociada a industrias de elevado crecimiento.[50]

Conceptos como la responsabilidad sobre la huella de carbono o sobre la vida útil de un producto están cada vez más en fase operativa con el fin de garantizar a los consumidores (finales) que los productos finales cumplen las normas medioambientales, éticas y otras. Esto va a crear una capa adicional de restricción sobre la seguridad energética.

Ya en 2009, la UE lanzó la Iniciativa sobre Materias Primas con el objetivo de fomentar la diversificación y el acceso a las materias primas usadas en sus industrias. Su estrategia incluye: i) evaluar el riesgo de escasez en el suministro de materias primas críticas, con vistas a promover la diversificación de las fuentes e importaciones de materias primas; ii) proporcionar apoyo a la I+D en los esfuerzos de sustitución de productos «y de procesos»; y iii) formular propuestas de política europea en el marco de la economía basada en la industria y el conocimiento para Europa 2020. Se aplica el concepto de «criticidad»[51], enfocado tanto a la escasez del recurso geológico en términos de su abundancia y en una verificación de la autosuficiencia y vulnerabilidad de la cadena de valor, incluido el transporte, así como el potencial de encontrar alternativas efectivas en los procesos de producción y de reciclado.

Digitalización

La electrificación debe ir acompañada de digitalización. La digitalización ya ha difuminado las líneas entre generación y consumo, facilitando la integración de renovables, generación distribuida, respuesta inteligente a la demanda o el despliegue a gran escala de vehículos eléctricos. Al mismo tiempo, los sistemas de energía serán más vulnerables, por ejemplo a los ciberataques, pues estos serán más fáciles y más baratos de ejecutar y organizar. El crecimiento del Internet de las Cosas (IoT) está aumentando la posible «superficie de ciberataques» en los sistemas de energía.[52] Esto hará necesarias nuevas políticas de los gobiernos y simultáneamente definirá nuevas formas de cooperación internacional, lo que en definitiva puede derivar en una adaptación institucional.

---

[49] Ver Banco Mundial, «The Growing Role of Minerals and Metals for a Low Carbon Future», Washington, D.C., junio 2017.

[50] Ver Stephen Freiman, «Minerals, Critical Minerals and the US Economy», un testimonio ante el Comité sobre Ciencia y Tecnología, Subcomité de Investigaciones y Supervisión, Audiencia sobre Minerales Raros y la Industria del siglo XXI, Congreso de los EEUU, 16 de marzo de 2010; y ver Joint Research Centre (JRC), «Critical Metals in the Path towards the decarbonisation of the EU Energy Sector: Assessing Rare Metals as Supply – Chain Bottlenecks in Low – Carbon Energy Technologies», *Comisión Europea*, 2013.

[51] M. Frenzel, J. Kullik, M. A. Reuter y J. Gutzmer, «Raw material "criticality"—sense or nonsense?», *Journal of Physics D: Applied Physics*, Vol. 50, N.º 12, 2017.

[52] IEA (2017), «Digitalization of Energy», *IEA*: París, 2017.

¿Una política de seguridad nueva para la próxima década?

La respuesta a la pregunta sobre qué política de seguridad del suministro es necesaria para la UE es la esencia de un larguísimo debate en la UE[53]. Por una parte existen aquellos que ven a la UE como una «potencia normativa», lo que hace recomendable que la UE se centre en ejercer una influencia en las normas y estándares así como en las organizaciones internacionales. Por otra están aquellos que consideran la influencia y papel actor de la UE como una palanca de su poder sobre el mercado. Un tercer grupo sugiere una mejor combinación de sus estrategias, preferidas desde hace mucho tiempo, para construir regímenes internacionales modelados en base a su propio planteamiento normativo, «con» el uso firme de las regulaciones para perseguir sus objetivos[54]. Entre las opciones que Goldthau y Sitter (2019) proponen se haya también que las políticas de abajo son función de la alta política, es decir: que la energía es función de la política exterior y de seguridad.

Mucho de ello dependerá de cómo la UE podría ver evolucionar su situación relativa a la seguridad. Mientras que la Estrategia Europea de Seguridad de 2003 concluía que «Europa nunca ha sido tan próspera, tan segura ni tan libre», la Estrategia Global de 2016 ha dado la vuelta a esta valoración: «Nuestra Unión está amenazada. Nuestro proyecto Europeo, que ha traído una paz, prosperidad y democracia sin precedentes, está siendo cuestionado». Esto ha afectado y afectará a la política energética. Ciertamente plantea cuestiones geopolíticas y en particular si, y en ese caso cuánto, podrá la UE en el futuro confiar en los mercados globales para su seguridad energética o si necesitará la UE considerar políticas relacionadas con la seguridad que hayan sido aplicadas, como se discutió por ejemplo en la Estrategia Europea de Seguridad Energética de mayo 2014. La respuesta de la Comisión Europea al proyecto de gaseoducto *Nord Stream 2* es un caso relevante; aunque el gas ruso haya sido históricamente seguro y al mismo tiempo barato, la Comisión Europea, basándose en preocupaciones sobre la seguridad, ha defendido y propuesto legislación con la que intentaría bloquear el *Nord Stream 2*. Esto constituye una expresión de la voluntad de aceptar los posibles precios más altos del gas[55] en retorno por una señal política.

Un importante elemento de la seguridad estará relacionado con el cambio climático y especialmente con la mitigación del cambio climático. Las emisiones relacionadas con la energía son aproximadamente el 80% de todas las emisiones de gas de efecto invernadero de la UE. La visión de una descarbonización

---

53 Andreas Goldthau y Nick Sitter, «Regulatory or Market Power Europe? EU Leadership Models for International Energy Governance», en: Jakub M. Godzimirski (eds.), *New Political Economy of Energy in Europe*. Palgrave MacMillan, International *Political Economy Series*, 2019, Capítulo 2, págs. 49-71 —la reciente política energética de la UE— citar págs. 28-29.

54 Andreas Goldthau y Nick Sitter, *op. cit.*; págs. 28-29.

55 EWI (Energiewirtschaftliches Institut), *Nord Stream 2* y sus efectos sobre los precios al por mayor de la electricidad en Europa. Estudio encargado por *Nord Stream 2* AG, Informe Final, octubre 2018.

de la UE a largo plazo y la economía global requerirán cambios profundos en los sistemas de energía europeos. El cambio climático juega así un importante papel en la gestación de una política energética y el valor de considerar interacciones entre el calentamiento global y la seguridad energética está cada vez más reconocido.

Las raíces de la acción multilateral coordinada para mitigar el cambio climático se remontan a la Cumbre de la Tierra de 1992 y a la Convención Marco de las Naciones unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) que se firmó ese mismo año, con el Protocolo de Kioto de 1997 como primer intento, más tarde abandonado, de gobernar el clima a nivel global. El último propósito de la CMNUCC es estabilizar las concentraciones de gas de efecto invernadero con objeto de prevenir «una peligrosa... interferencia con el sistema climático». El fallo en alcanzar un nuevo acuerdo vinculante sobre el clima global en Copenhague en 2009 acabó con los intentos de disponer de una gobernanza descendente en cuanto a política del clima global, con objetivos vinculantes para todas las partes. En 2015 se firmó el Acuerdo de París[56] sobre el clima, representando, en cambio, una gobernanza ascendente. Los países son libres de determinar sus propias «Contribuciones determinadas a nivel nacional». Solo será vinculante el proceso de actualizar estos planes nacionales y las reglas contables asociadas.

El impacto de la mitigación del cambio climático en la seguridad energética

El Acuerdo de París establece un proceso para una política de mitigación del cambio climático cada vez más ambiciosa, en base al objetivo de limitar el calentamiento global a «muy por debajo de 2 °C y perseguir con esfuerzo la limitación del incremento de la temperatura a 1,5 °C». En otoño de 2018, el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPPC) divulgó un informe para analizar el significado del objetivo de 1,5 °C de temperatura y como lograrlo.[57] Para alcanzar ambos objetivos de temperatura, las emisiones de gases de efecto invernadero necesitan reducirse casi en su totalidad en el curso del presente siglo, con cortes acusados en ese proceso, más especialmente en los países desarrollados. Hay también una gran expectación en cuanto a que los países desarrollados tendrían que reducir sus emisiones a un ritmo más rápido que los países en desarrollo. Esto reflejaría en alguna medida las contribuciones históricas a la masa de dióxido de carbono en la atmósfera, aunque también reflejaría el principio fundamental de la CMNUCC, de «responsabilidades comunes pero diferenciadas y sus respectivas capacidades».

Cada vez más, la política sobre el cambio climático global influye en el debate sobre la seguridad energética. La interrelación entre la seguridad energética y

[56] Paris Agreement at the UNFCCC: ver https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf.

[57] Ver IPCC, en https://www.ipcc.ch/sr15/.

el cambio climático es multidimensional, afectando a áreas tan diversas como la gobernanza medioambiental y energética global, las implicaciones de reducir y en último extremo hacer desaparecer la producción y uso de combustibles fósiles, las implicaciones de la energía renovable en operaciones militares, las implicaciones de la cada vez más local producción energética, y también los impactos del cambio climático y la adaptación y aspectos de seguridad del cambio climático tal como la migración. Mientras que los impactos del cambio climático probablemente se intensifiquen en 2030 y posteriormente, la política del cambio climático, especialmente en los países de la OCDE y China ya existe. La revolución de las renovables, por la que la generación de electricidad por medio de fuentes de energía renovable ha pasado a ser competitiva con las fuentes convencionales, es una primera señal; muchos esperan que el coste de vehículos eléctricos se iguale pronto al de los coches que utilizan motores de combustión interna. El precio del carbono se está desarrollando gradualmente en distintas regiones del mundo, aunque hasta la fecha la mayoría de las emisiones se reducen por medios regulatorios tales como estándares de eficiencia o mandatos tecnológicos. Este esfuerzo global ya está mostrando sus primeros efectos, con un 12% de mejora de la eficiencia energética desde 2000 (ver *IEA* 2018)[58]. Con el fin de estabilizar la concentración de gases de efecto invernadero, en línea con el último objetivo de la CMNUCC, se requiere doblar o triplicar el índice de mejora (es decir, de reducción de emisiones).

Esto tiene implicaciones para el suministro y demanda globales, los flujos comerciales y también para la tecnología, así como la competitividad. El suministro y demanda de energía se verá afectado en primer lugar por la reducción radical en la producción y consumo de combustibles fósiles y su sustitución por fuentes renovables. Los flujos comerciales no solo se verán afectados con relación a la comercialización de la energía, sino que lo harán aún más por el comercio de materiales intensivos en energía y de bienes manufacturados, ambos con altas emisiones integrados en sí mismos. Para resolver esto, las tecnologías de bajo carbono necesitarán incrementarse. Ambos asuntos, la tecnología y el comercio, están ligados a la competitividad de la industria intensiva en energía, a través de los costes impuestos sobre la industria por las políticas del clima.

En cualquier caso, el grueso de los recortes de las emisiones ocurrirían en los países industrializados, incluida la UE —incluso si su cuota de emisiones globales es de solo el 9% y se está reduciendo. Una fracción de 4/5 de esas emisiones están relacionadas con la energía. El quinto restante está relacionado con las emisiones de procesos y con otros gases de efecto invernadero, particularmente en la agricultura. Dentro de la cuota de energía se incluyen todas las emisiones generadas en el sector eléctrico, calefacción —tanto de baja temperatura para espacios habitados en edificios como de alta temperatura en la industria— refrigeración, materias primas de la industria, y combustibles para los diferentes modos de transporte, incluidos carretera, marítimo y aviación.

[58] IEA, «Eficiencia Energética 2018», *IEA*: París.

Stocks *y flujos de CO_2: la energía debería estar descarbonizada para parar los flujos*[59]

Cualquier objetivo de temperatura está intrínsecamente vinculado a la concentración de dióxido de carbono en la atmósfera; es decir, al *stock*[60]. Para el objetivo 2C, esta concentración no debe exceder 450 partes por millón (ppm). En 2018 la concentración se mantuvo en unos 412 ppm (partes por millón), subiendo desde los 355 ppm en 1992 —el año de la adopción de la CMNUCC— y desde unos 280 ppm desde los tiempos pre-industriales. Para que esta concentración no alcance el umbral crítico, las emisiones de gas de efecto invernadero necesitarían ser reducidas tan pronto como sea posible en todo el globo. Este esfuerzo tendrá implicaciones significativas para la energía, dado que la gran mayoría de la energía que se consume hoy día es intensiva en carbono. El carbón, el petróleo y el gas, todos ellos emiten dióxido de carbono en la combustión, con unos niveles para el carbón más o menos el doble que para el gas, encontrándose los combustibles derivados del petróleo entre ambos.[61] Las restricciones a las emisiones impuestas por la política del clima, requerirán por lo tanto una transformación importante en todos los sectores que consumen energía en toda la economía. Esto incluye el uso de carbón y gas en el sector eléctrico, materias primas con base fósil en la industria, combustibles basados en el petróleo en el transporte, y combustibles utilizados para la calefacción de edificios. Aunque en algunos casos puede ser viable la captura del CO_2 emitido, en líneas generales las fuentes de energía intensivas en carbono existentes tendrán que ser eliminadas en beneficio de alternativas neutras en carbono.

Por ejemplo, la comunicación sobre la visión estratégica de la UE a largo plazo describe[62] lo que esto podría conllevar para la producción y consumo de energía en Europa. Los impactos varían según los distintos caminos elegidos, cada uno enfatizando los diferentes grupos tecnológicos. Estos grupos incluyen la electrificación, hidrógeno, e-combustibles (*power-to-X*)[63], eficiencia energética y economía circular. El incremento de la demanda eléctrica bajo cualquiera de estos escenarios oscila de 35%, si se enfatiza la eficiencia energética, hasta el 150%

---

[59] La Sección 5 del informe «Tendencias Globales hasta 2035» examina algunas tendencias a largo plazo adicionales respecto a la política sobre emisiones y clima a nivel global, http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2018/627126/EPRS_STU(2018)627126_EN.pdf.

[60] El dióxido de carbono es el gas de efecto invernadero más importante en la atmósfera; es responsable de aproximadamente el 80% de los gases de efecto invernadero. Pero otros gases como el metano y el óxido nitroso también juegan un importante papel, y tienen un mayor impacto por tonelada en el calentamiento global («potencial de calentamiento global»).

[61] Ver también la página de la *US Energy Information Administration*, en: https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=73&t=11.

[62] Ver «Un planeta limpio para todos», *Comunicación de la Comisión Europea*, Capítulo 3, https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/pages/com_2018_733_en.pdf.

[63] Los e-combustibles son combustibles sintéticos producidos con electricidad descarbonizada. *Power-to-X* (o P2X) describe ese proceso general, la X puede representar bien gas o bien líquidos; es decir, *Power-to-Gas* o *Power-to-Liquids*.

si se maximizan los e-combustibles. Todos los escenarios descansan también sobre el despliegue continuo de renovables a escala. Adicionalmente, la demanda de almacenamiento eléctrico puede incrementarse hasta en seis veces, para abordar la variabilidad que la alta penetración de renovables conlleva.

Es crucial sin embargo saber que si eliges cualquiera de estos grupos tecnológicos resulta en una limitación de la reducción de emisiones del 80%. Para ir más allá del 80% se requiere una combinación de todos los grupos tecnológicos. Y, aun así, esto sería insuficiente para llegar a reducciones de más del 90%. Para alcanzar emisiones netas cero (con los sumideros de carbono equilibrando cualquier otra emisión remanente), se requiere bien usar bioenergía con captura y almacenamiento de carbono (BECCS) o bien efectuar cambios en el estilo de vida que resulten en una demanda reducida para las actividades intensivas en gas de efecto invernadero.

Una estrategia orientada a la descarbonización profunda[64] a través de la economía vería un giro radical en cómo la energía se produce y consume en muchos sectores diferentes. Los procesos industriales deberían ser electrificados cuando fuera viable (y eficiente), el transporte (vehículos eléctricos) y los edificios (bombas de calor) verían igualmente un incremento en la electrificación. Cuando la electrificación directa no es viable, el hidrógeno podría jugar un papel importante, particularmente en la industria. Esto exige disponibilidad adicional de electricidad de bajo carbono a gran escala, para producir hidrógeno vía la electrolisis, o la captura de carbono si se utiliza gas natural para la producción de hidrógeno. En los casos en que el uso de hidrógeno no fuera posible, podrían ser necesarios e-gas y e-combustibles. Además, surgiría una tendencia general hacia un aumento de la eficiencia energética, el reciclado y la sustitución de materiales con el fin de limitar el alcance en el que se requiere energía y tecnología de cero-carbono.[65]

Estos avances están todavía por delante de nosotros. Las emisiones de gas de efecto invernadero globales, sin embargo, no han empezado todavía una trayectoria de descenso, aunque lo hayan hecho algunas regiones industrializadas tales como la UE y los EE. UU. Con más de 37 gigatoneladas de emisiones de dió-

[64] La «Descarbonización profunda» aquí se utiliza como una clave para la reducción de emisiones, en línea con los objetivos de temperatura del Acuerdo de París. El *World Economic Forum* describe «carbonización profunda» como se indica a continuación: «No requiere vehículos de gas natural ni con eficiencia de combustible, sino electricidad de cero-carbono y vehículos eléctricos que se carguen en la red de electricidad de cero-carbono. Esta transformación más profunda al que aquella, al alcance de la mano, vislumbrada por muchos políticos, ofrece el único camino a la seguridad climática (esto es, a estar debajo del límite de los 2 °C). Al cambiar desde carbón hasta gas, o vehículos más eficientes quemando gas, nos arriesgamos a caer nosotros solos en una trampa de alto carbono». Ver: https://www.weforum.org/agenda/2015/12/whats-the-path-to-deep-decarbonization/.

[65] Ver la tabla de la página 56 («Opciones estratégicas a largo plazo» del *Documento de Análisis de Detalle apoyando la Comunicación sobre la estrategia de la EC para 2050*, https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/pages/com_2018_733_analysis_in_support_en_0.pdf.

xido de carbono en 2018, las emisiones alcanzaron un valor nunca antes visto. Añadiendo el resto de los gases de efecto invernadero, las emisiones globales totales se sitúan alrededor de 50 GT de CO_2-equivalente.

Aunque el *stock* de gases de efecto invernadero es el principal problema, es la estimulación del flujo de emisiones lo que mitigará el cambio climático. Estos flujos que se añaden al *stock* existente están todavía creciendo. Según el Informe Especial para 1,5 °C del IPCC, las emisiones globales deberían bajar en 2030 a 25-30 GT por año para hacer viable el objetivo de temperatura. No obstante, con las actuales tendencias, 52-58 GT por año es lo más probable, llevando a un incremento de temperatura de más de 3 °C al final del siglo. Con incrementos de temperatura más allá de 2 °C, los impactos del clima pueden hacerse autoresistentes y llevar a daños irreversibles en los ecosistemas, la biodiversidad y el sustento.[66]

La concentración creciente de gases de efecto invernadero ha llevado ya el calentamiento a aproximadamente 1 °C de media, comparado con los niveles preindustriales. Este incremento de temperatura, por su parte, ha dado lugar ya a algunos impactos climáticos como resultado, con efectos más pronunciados en ciertas regiones. Los eventos de tiempo extremo han aumentado en intensidad, lo que se atribuye parcialmente al cambio climático (por ejemplo, mayores niveles de precipitación durante los huracanes). La producción agrícola estaría sufriendo un impacto por la temperatura y tiempo extremos en cualquier dirección, por ejemplo en sequías o tormentas de granizo. La salud pública sufriría el impacto de ciertas enfermedades que se transmiten a través del aire y que viajan con más facilidad cuando las temperaturas son elevadas. Finalmente, el *stock* de gases de efecto invernadero en la atmósfera, ya garantiza a su nivel actual que se producirá una mayor subida del nivel del mar en los tiempos venideros.

En cuanto a impactos directos sobre el sector de la energía, podemos mencionar los riesgos para la refrigeración de las centrales térmicas y nucleares, y más generalmente en el uso del agua y de otros recursos. Cada vez con más frecuencia y de forma más pronunciada, los eventos de «tiempo extremo» perjudicarán a la infraestructura existente tal como activos de generación y líneas de transmisión. Como muchas centrales de generación de electricidad están situadas cerca del agua, están sometidas a un riesgo particular de inundación.

La transición energética o mejor dicho la transformación energética aumentarán también la incertidumbre, por ejemplo, en cuanto a las inversiones o a qué infraestructura se aplican, dando lugar por lo tanto al bloqueo de activos[67]. Tam-

[66] Como se describe en la Comunicación sobre la estrategia a largo plazo de la UE. Estos impactos son adicionales a los impactos que tendrían ya lugar con un calentamiento de entre 1,5 y 2 °C, como se describe por la IPCC en su Informe Especial sobre el objetivo de 1,5 °C (ver nota al pie 54).

[67] Ver también el informe «Demasiado tarde, demasiado rápido: La transición a una economía de bajo carbono y el riesgo sistémico», por el *European Systemic Risk Board* en https://www.

bién afecta a la seguridad física, por ejemplo, mediante conflictos regionales o de migración.

Mitigación: aumentando los recortes de emisiones

La gobernanza ascendente del Acuerdo de París, permite a los países fijar sus propios compromisos con el clima. Se trata del proceso de revisar estos compromisos durante ciclos de revisión predeterminados, los cuales deberían con el paso del tiempo alentar nuevas ambiciones. Cuando se concluyó el Acuerdo de París, este proceso de revisión era a menudo mencionado como «la carraca»: la dirección del cambio tenía que ser solo en un sentido, hacia el fortalecimiento. Para hacer esto operativo, está a punto de terminarse un «reglamento» preparado en la COP-24 de Katowice, a finales de 2018, en el que se prescriben diferentes grados de procesos vinculantes para revisar las Contribuciones Nacionales Determinadas.

Políticamente, sin embargo, lo que se espera es que los compromisos necesiten ser fortalecidos mientras exista una «brecha de emisiones»[68] y se requieran más recortes de las emisiones. Para los compromisos adquiridos al amparo del Acuerdo de París, los países desarrollados adoptaron unos objetivos de reducción absoluta de las emisiones en sus Contribuciones Nacionales Determinadas. Los países en desarrollo, por el contrario, adoptaron caminos de reducción relativa, comparados con unos objetivos de partida o de intensidad cuya finalidad era desvincular el crecimiento económico del crecimiento de los niveles de emisión.

¿Cómo se están comportando los sectores con los recortes de las emisiones?[69]

Electricidad

Alrededor de una cuarta parte de las emisiones globales pueden atribuirse al sector eléctrico. En particular, el uso de lignito y carbón de hulla resulta en altos niveles de emisiones. El gas natural, aunque emite mucho menos, también produce carbono.

---

esrb.europa.eu/pub/pdf/asc/Reports_ASC_6_1602.pdf.

[68] La «brecha de emisiones» es también el término utilizado por la PNUMA, que es quien analiza los esfuerzos de mitigación globales, recogiéndolos en un informe anual. La última versión puede encontrarse aquí: https://www.unenvironment.org/resources/emissions-gap-report-2018.

[69] Esta sección está en parte basada en los resultados del proyecto CARISMA, en particular en el entregable 3.2, que se centra en las opciones tecnológicas a través de diferentes sectores económicos para conseguir una descarbonización profunda. Ver: http://carisma-project.eu/LinkClick.aspx?fileticket=SBT4BP4WE4Q%3d&tabid=95&portalid=0&mid=580.

Las renovables se ven en general como la solución a largo plazo para un sistema eléctrico con cero-carbono y han proliferado enormemente en la última década. Los costes de la eólica y solar han continuado bajando, al tiempo que la cuota de las renovables en la combinación energética ha aumentado. Aunque inicialmente se trataba de subvenciones impulsadas como las tarifas reguladas, las reducciones de coste realizadas por ahora han dado lugar a que algunos proyectos de renovables fueran entregados sin subsidios, consiguiendo así una competitividad respecto a la generación de electricidad convencional.

En periodos de tiempo más cortos, sin embargo, un incremento en la cuota de renovables no debería necesariamente ser visto como algo plenamente equivalente a la consecución de los objetivos de reducción de emisiones. Con su producción variable, las renovables pueden impactar con fuerza en los precios del mercado mayorista de electricidad, en caso de potencias sustancialmente menores o mayores. Con los precios al por mayor bajos, la capacidad de generación cara como el gas puede ser forzada a bajar su orden de mérito en beneficio del carbón, como hemos visto en la UE. Esto dependerá del nivel de precio del carbono, de la regulación y en definitiva de la demanda, es decir: si hay sobrecapacidad como en la UE o no la hay.

La política que apunta explícita a las emisiones del sector eléctrico es el sistema de comercialización de derechos de emisión de la UE, que fija un precio para el carbono. Debido a los episodios de sobresuministro en el mercado del carbono de la UE, desde 2008 los precios del carbono se han deprimido, alcanzando un valor de no más de 4-8 euros. Tras un conjunto de reformas introducidas en 2017, los precios se han recuperado[70]. La reducción significativa de las emisiones, solo se lograría cuando se alcancen los niveles de cambio de combustible, lo que dispararía el reemplazo del carbón por gas natural. Los países que han aumentado los precios del carbono a través de intervención de la política nacional han registrado mayores reducciones en las emisiones del sector eléctrico (por ejemplo el Reino Unido).[71]

Industrias con alto consumo de energía

Las industrias con alto consumo de energía tales como las de producción de materiales básicos (acero, cemento, aluminio, cristal) y el refino del petróleo, también están incluidas en ETS de la UE y representan algo menos de un cuarto de las emisiones totales de la UE. Comparado con 2008, más o menos el año en que el ETS pasó de su fase piloto, las emisiones en estos sectores son notablemente más bajas.[72] En líneas generales, esto puede atribuirse a dos factores:

[70] Para una discusión de las reformas, ver este «Comentario del CEPS»: http://ceps-ech.eu/publication/strong-revision-eu-ets-future-may-bring-impetus-further-reform.

[71] Los precios base se discuten en mayor profundidad en el siguiente informe: https://www.ceps.eu/publications/five-myths-about-eu-ets-carbon-price-floor.

[72] Ver el «Visor de Datos de ETS» de la EEA, https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/dashboards/emissions-trading-viewer-1, las emisiones industriales son una combinación de las

niveles de producción industrial más bajos y eficiencia energética más alta. De 2009 en adelante, las emisiones en industrias con alto consumo de energía cayeron significativamente, coincidiendo con el comienzo de las crisis financiera y económica en la UE. Mientras que la producción industrial se incrementó desde entonces, permanece muy por debajo de los niveles anteriores a la crisis. Aunque esto es bueno desde un punto de vista de reducción de emisiones, reducir las emisiones produciendo menos no es ni económicamente sostenible ni políticamente atractivo. Mientras tanto, la competitividad de la industria ha pasado a ser un elemento tan central para las deliberaciones sobre la política climática (normalmente en el contexto del llamado riesgo de fugas del carbono[73]), que la política climática se ve a veces como un medio de perseguir la política industrial.[74]

Una segunda razón para lograr menores emisiones en la industria son las mejoras en la eficiencia energética. Aunque se trata de un desarrollo bastante positivo, deben añadirse algunas advertencias. La primera es que desde 2015, las reducciones de emisiones se han estancado, indicando unas mejoras continuas limitadas. En segundo lugar, en relación con lo anterior, existen límites intrínsecos a las mejoras de eficiencia en la industria. No es posible seguir reduciendo la intensidad de las emisiones linealmente mediante mejoras de eficiencia, sin en algún momento transformar los fundamentos del proceso industrial de que se trata. Este sería el punto en el que la demanda de energía podría aumentar dramáticamente[75].

Con el fin de conseguir la descarbonización de la industria, hay un cierto número de tecnologías transversales, en varias industrias, que pueden contribuir a recortes de emisiones significativos.

La primera de ellas consiste en el uso de hidrógeno como materia prima, para proporcionar calor y reemplazar al gas natural. Como el hidrógeno es simplemente un transportador de energía, la producción de hidrógeno a escala requiere en sí misma un montón de energía de bajo carbono. Esto puede facilitarse, bien por electricidad y electrólisis, o utilizando gas natural y capturando el dióxido de carbono emitido, es decir: combinándolo mediante su captura y almacenamiento (CCS). Por lo tanto, la captura y almacenamiento de carbono sería un segundo

---

emisiones de la combustión de un combustible y las emisiones de los procesos industriales.

[73] Las fugas de carbono ocurrirían, si como resultado de medidas de política climática en una jurisdicción, la producción se desplaza a regiones con obligaciones de política climática más laxas, llevando a un aumento neto de las emisiones de gas de efecto invernadero. Esto daña de la misma manera la competitividad económica y el medioambiente.

[74] Ver también la Sección 1 del libro *Emissions Trading – Fighting Climate Change with the Market*, editado por Hanna Stenegren, buscándolo vía http://fores.se/emissions-trading-fighting-climate-change-with-the-market-publikation/.

[75] La forma en que se fabrica actualmente el acero, en hornos altos, siempre dará lugar a algunas emisiones de CO_2, incluso si las plantas modernas son mucho más eficientes que las que había antes. Igualmente, algunas emisiones de CO_2 son inherentes a la producción del cemento Portland (el tipo más común).

procedimiento. En sí mismo, este es un enfoque para lidiar con unas emisiones que no podrían evitarse de otra forma. La electrificación directa de procesos industriales, cuando es posible, es atractiva, aunque en algunos casos puede ser inviable, particularmente cuando se requiere calor a alta temperatura.

Transporte y movilidad

Durante algún tiempo, las emisiones del sector del transporte en la UE han estado aumentando, en contraste con las emisiones de la mayoría de las demás fuentes. La mayoría de las emisiones del sector del transporte —alrededor de tres cuartas partes— proceden de vehículos para el transporte por carretera. Las de aviación y transporte marítimo son menores, pero todavía suponen una gran cantidad, que se espera pueda incluso mostrar un mayor crecimiento.

Dados los objetivos a largo plazo de conseguir cero emisiones, la sustitución de cualquier vehículo con un motor de combustión interna convencional por otro vehículo con cero emisiones es más efectiva que las mejoras de eficiencia. Por lo tanto, no es una sorpresa que muchos Estados miembros busquen promover el despliegue de vehículos con cero-emisión. Los vehículos con baterías eléctricas constituyen la opción más prominente para ello, impulsada en parte por la ascensión de Tesla y la caída de los costes de las baterías. Sin embargo, también hay otras opciones tecnológicas, como los vehículos con pila de combustible o el uso de combustibles con cero-carbono. La eficiencia inherente a los motores eléctricos hace de los vehículos eléctricos (EV) una opción atractiva. Pero en lo que afecta a la infraestructura, y en algunos casos de uso específico, puede haber límites a la electrificación en la movilidad. Mientras que un giro a la movilidad eléctrica no conduce a un incremento problemático de la demanda eléctrica total[76] aún podrían existir retos en cuanto a la capacidad de la red en áreas urbanas de alta densidad, si un gran número de vehículos necesitase recargar al mismo tiempo.

Para la aviación y el transporte marítimo, la electrificación no es una opción ni a corto ni a medio plazo, excepto para distancias cortas. Para estos sectores, las reducciones de emisiones necesitarán venir del uso de biocombustibles (u otros combustibles de bajo carbono), o en general de una reducción de la demanda.

Edificios

Alrededor de tres cuartas partes de las emisiones en el sector de la edificación corresponden a la calefacción y a la refrigeración de espacios, siendo el calentamiento del agua y la cocina los que ocupan el resto. Ha habido un progreso continuo en la reducción de emisiones mediante mejoras en los aislamientos, debido al incentivo más general de mantener bajos los costes de la energía en

[76] Alrededor del 24% si todos los coches fueran eléctricos, ver: https://www.eurelectric.org/media/1925/20032015_paper_on_smart_charging_of_electric_vehicles_finalpsf-2015-2301-0001-01-e.pdf.

los hogares. Sin embargo, conseguir cero-emisiones en estos sectores requiere que las fuentes de calor y de frío sean libres de emisiones. Tal calor renovable puede basarse en la electrificación (por ejemplo, bombas de calor) o en gas renovable. Además, la calefacción de barrio puede jugar un importante papel, especialmente si esas redes pueden combinarse con el uso de calor recuperado procedente de centros industriales. Un punto crucial, por el alto coste asociado a las fuentes de calor renovables, es la aplicación de mejoras de eficiencia esenciales, por la vía de la renovación de edificios, para así limitar la energía que necesita ser suministrada por dichas fuentes. Esto está relacionado en líneas generales con uno de los grandes retos del sector de la edificación, pues requiere actualizaciones y renovaciones del *stock* de edificios existente.

Agricultura

En el sector agrícola lo que es importante es el dióxido de carbono, no los gases de efecto invernadero. Específicamente, el metano del ganado y el óxido nitroso de los cultivos de suelo y del uso de fertilizante cuentan por la vasta mayoría de las emisiones del sector. Aunque se están realizando investigaciones sobre las opciones tecnológicas para reducir las emisiones de estas fuentes, esta investigación está en una fase menos avanzada que con otras fuentes. Al no estar disponibles soluciones tecnológicas a escala, puede ser necesario compensar las emisiones residuales en este sector con la tecnología de emisiones negativas.

Retirada del carbono: no se trata solo de compensar emisiones residuales

La otra cara de la moneda de las emisiones de gas de efecto invernadero son los sumideros de carbono que absorben (o aíslan) el dióxido de carbono de la atmósfera. Los sumideros de carbono más comunes son todos los bosques que hay en el mundo, aunque los océanos también capturan el carbono. La retirada del dióxido de carbono puede compensar cualesquiera emisiones residuales, pero estas son también necesarias por derecho propio. Sin métodos de retirada del carbono, bien haciendo crecer los sumideros de carbono (es decir: la forestación y la reforestación) o a través de «tecnología de emisiones negativas», no se pueden alcanzar los objetivos climáticos del Acuerdo de París. Esto está confirmado tanto por la IPCC como por la estrategia climática a largo plazo de la UE actualizada[77].

La tecnología de emisiones negativas incluye opciones como la bioenergía con captura y almacenamiento de carbono (BECCS), el uso de materiales de construcción con base biológica, o métodos más experimentales como la captura

[77] Ver «Un planeta limpio para todos», *Comunicación de la Comisión Europea* (2018), disponible en: https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/pages/com_2018_733_en.pdf.

directa del aire o el «enhanced weathering»[78]. Un dilema clave es que la retirada del carbono y las emisiones negativas son muy difíciles de realizar a escala. Hay competencia por la tierra y otros recursos, y alguna de las tecnologías de emisiones negativas son ellas mismas altamente intensivas en energía. Como tal, la mitigación convencional mediante reducciones de emisiones debería ser priorizada, para limitar la extensión en que se requieren las emisiones negativas.

Si se necesita incrementar significativamente las emisiones negativas, esto también podría tener implicaciones sobre la seguridad energética, en un mundo de bajas (o más bajas) emisiones de carbono. Especialmente en escenarios donde los biocombustibles aumentan significativamente para su uso en sectores en los que la captura de carbono no es posible (por ejemplo, combustibles para transporte), para uso en tierra y BECCS estos biocombustibles estarían en competencia directa con los árboles o cultivos.

Cuando la mitigación es insuficiente, debe aumentarse la adaptación

En países desarrollados y economías industrializadas, el grueso de la política climática estriba en la política de mitigación. Reducir las emisiones está también en línea con el principio de la prudencia, que en el caso de la UE está consagrado en los Tratados.[79] Algunos impactos del clima, sin embargo, son inevitables o quizá estén ya ocurriendo. Por otra parte, muchos de los países menos desarrollados en el Sur Global, tenderán a tener un menor número de toneladas de emisiones que recortar y más impactos que resolver. La adaptación es por lo tanto igualmente importante a una escala global. También el Acuerdo de París cubre la política de adaptación. Para todos y cada uno de los países, hay alguna solución intermedia entre las políticas de mitigación y de adaptación. Cuanto menos éxito tenga el progreso de las reducciones de emisiones, puede esperarse que más severos serán los impactos del cambio climático, y más esfuerzos de adaptación serán requeridos.

Si no se reconoce este compromiso, puede ser necesario cambiar el rumbo de una forma más disruptiva, una vez que los impactos del clima empiecen a desarrollarse más intensamente. Una transición disruptiva aumentaría enormemente el riesgo de un bloqueo de activos, pues la asignación de los activos necesitaría ser rápidamente redirigida. Tal disrupción añadiría más costes a la adaptación, que ya de por si es más cara que la mitigación, pues algunos daños serían inevitables y por lo tanto llevan también aparejados costes. También se entiende que la adaptación disruptiva (y ciertamente la mitigación) amenazarían a la seguridad del suministro, dado que las alternativas de bajo carbono no pueden subirse con suficiente rapidez.

---

[78] Ver también esta explicación en «CarbonBrief», disponible en: https://www.carbonbrief.org/explainer-10-ways-negative-emissions-could-slow-climate-change.

[79] Art. 192 TFEU.

Con independencia del destino del Acuerdo de París, es difícil obviar la conclusión de que es improbable que se pueda evitar un incremento en la temperatura media de 2 °C o más. Los cálculos (ver UN 2017)[80] demuestran que el crecimiento de las emisiones tendría que cambiar dramáticamente, pasando ya a ser negativo alrededor de 2020, incluso para alcanzar el 2.º escenario. Sin embargo, hay pocas indicaciones de que esto vaya a suceder, como muestra el NDC. Incontables estudios y grupos de alto nivel (para el último ejemplo, el informe de la Comisión Stiglitz en 2017) han indicado que para conseguir estos objetivos se necesitaría un precio del carbono de al menos 50 USD y quizá hasta 100 USD (por tonelada de CO_2). En ausencia de políticas más estrictas, la adaptación al cambio climático ascenderá en la escala de las políticas prioritarias.

Política climática: el precio del carbono es necesario pero no suficiente

Las políticas que pretenden la reducción de las emisiones pueden ser ampliamente divididas en dos grupos principales: las políticas de precios y de no-precio. La asignación de precio al carbono busca poner un precio a cada tonelada de CO_2 equivalente que se emita. Esto puede hacerse, bien por la vía de los impuestos o a través de la comercialización de los derechos de emisión (es decir, en los mercados de carbono)[81] creando certificados —y fijando un suministro máximo— que deben ser entregados para comprobar el cumplimiento. Cuál de los dos planteamientos para la asignación de precio al carbono es mejor es un punto de permanente debate entre los economistas medioambientalistas. La diferencia clave entre los impuestos al carbono y los mercados de carbono, es la parte de la política que está sujeta a incertidumbre. Con el planteamiento de impuestos, el nivel del impuesto (o su trayectoria) es determinado por los autores de la política, aunque el resultado en términos de reducción real de emisiones es incierto. Dado que las trayectorias de las emisiones son inciertas, el impacto sobre la demanda de energía es también incierto, aunque los impuestos al carbono pueden ser fijados precisamente a un nivel dado en el que el cambio de combustible, por ejemplo, entre carbón y gas, tendría lugar. Con la comercialización de los derechos de emisión, el suministro de certificados puede ser fijado en un máximo (y también, puesto en una trayectoria descendente), dando más certeza a los resultados en las reducciones de emisiones. Con máximos descendentes, como en los RCDE UE, las emisiones en los sectores cubiertos deberían ser cero en un momento definido del futuro. Como consecuencia de ello, las fuentes de energía intensiva en carbono que se usan en sectores con fijación de máximo deberían igualmente ser cero. En los mercados de carbono,

[80] Naciones Unidas (2017). «Informe sobre la Brecha en las Emisiones, 2017». Un informe de las Naciones Unidas sobre la Síntesis Medioambiental.

[81] Para más discusión sobre los mercados de carbono, ver también: Ellerman, A., Convery, F., De Perthuis, C., Alberola, E., Buchner, B., Delbosc, A., Matthes, F. (2010). *Asignación de precio al carbono: Esquema de Comercialización de Derechos de Emisión de la Unión Europea.* Cambridge: Cambridge University Press. doi:10.1017/CBO9781139042765.

sin embargo, el precio en cada momento puede fluctuar, resultando en una incertidumbre sobre los costes del cumplimiento. Naturalmente puede pensarse, y ya se ha hecho, en modelos híbridos, por ejemplo introduciendo unos precios mínimos en los sistemas de comercialización de derechos de emisión.[82]

Los mercados de carbono han demostrado ser una fórmula políticamente atractiva, en parte porque los derechos de propiedad creados por los certificados permiten turnos de distribución que pueden ayudar a conseguir apoyo. El mayor mercado de carbono sigue siendo el *Emissions Trading System* (Sistema de Comercio de Emisiones) de la UE, aunque China intenta lanzar de lleno su propio mercado de carbono, el cual sería el doble en tamaño comparado con los 1.800 millones de toneladas de la UE. Al igual que la mayor inversión de China en renovables tuvo un enorme impacto en los precios globales de la electricidad fotovoltaica y eólica, también pueden ahora los ETS de China afectar con fuerza a la demanda de carbón y gas.

La asignación de precio al carbono, en sí misma no es suficiente para conseguir recortes profundos en las emisiones.[83] En particular, se ajusta mejor como un desincentivo para la tecnología intensiva en carbono, mejor que como un incentivo para traer nueva tecnología y productos de bajo carbono al mercado. En otras palabras, es mejor sacar del mercado la tecnología vieja mediante la reducción de su rentabilidad. Muchas de las tecnologías de bajo carbono descritas en las secciones sectoriales anteriores todavía no existen a escala. Como ya se ha hecho con las renovables, las políticas de no-asignación de precio pueden ser más adecuadas para apoyar las inversiones en bajo carbono y reducir las emisiones, mediante planteamientos con mayor regulación. Como ejemplos se pueden incluir los subsidios en sus diferentes formas, incluidos los contratos por diferencias, las emisiones y las normas o mandatos sobre eficiencia energética. El concepto de economía circular está también integrado, más y más, con la política climática, pues la eficiencia del recurso y materiales que impulsa puede reducir la demanda de energía y los procesos intensivos en carbono.

El apoyo a la innovación, por otra parte, también juega un papel central en el desarrollo de nuevos productos de bajo carbono. Pero este apoyo debería ir más allá de los fondos para la investigación y desarrollo ordinarios. Para sustituir productos convencionales intensivos en carbono por productos bajos en carbono, es necesario que haya un mercado para ellos. Los mayores costes, sin embargo, reducen la competitividad de los productos de bajo carbono incipientes, que solo pueden ser reducidos incrementando la economía de escala. Las políticas públicas que apoyan la demanda de productos de bajo carbono,

[82] Ver también esta *Policy Insight* del CEPS sobre el papel de los precios base en los RCDE de la UE: https://www.ceps.eu/publications/five-myths-about-eu-ets-carbon-price-floor.

[83] Para más discusión sobre el papel de la señal de precio del ETS, ver este documento del CEPS http://ceps-ech.eu/publication/eu-ets-price-may-continue-be-low-foreseeable-future-–-should-we-care.

pueden formar por lo tanto una parte esencial de una combinación en la política climática[84].

Interacciones entre políticas: la política climática nunca trata solo del clima

Los esfuerzos para reducir las emisiones, a menudo pueden (y según algunos deberían) estar ligados a otros campos de la política. Las emisiones del transporte por carretera y de la generación de electricidad con carbón, tienen una dimensión de calidad del aire. Además, en contraste con el CO_2, los temas de calidad del aire son un asunto inequívocamente local. Esto puede hacer más fácil ganar apoyo para las medidas de mitigación, que también mejoran la calidad del aire y en general por ello la salud pública. Según van ganando tirón estos temas, como por ejemplo se evidencia de los planes de algunas ciudades de prohibir los coches diésel en el centro de la ciudad, la demanda de combustible y la demanda de vehículos de bajo carbono puede igualmente verse afectada.

Hay muchas más políticas que tienen una dimensión medioambiental más allá del clima: el apoyo a la generación nuclear de electricidad se ve fuertemente afectado por la forma de gestionar los residuos nucleares y el coste asociado a ello. Pero la eliminación de la energía nuclear lleva rápidamente a una brecha en el suministro de electricidad que necesita ser cubierto de alguna forma. Esta puede ser una razón para acelerar la inversión en renovables, aunque también puede derivar a que se extienda la generación con combustibles fósiles. Las medidas de economía circular pueden tener como objetivo una eficiencia en los recursos a nivel general, pero el uso más eficiente de los recursos puede bajar la demanda de energía y de materiales intensivos en energía. El reciclado requerirá mucha energía, que necesitará ser de bajo carbono.

Incluso las políticas directamente relacionadas con la política climática tienen su propia lógica. Las políticas respecto las renovables y las normas sobre eficiencia energética, pueden hacer que los recortes de emisiones sean más fáciles de lograr. Su principal propósito sin embargo es aumentar el despliegue de renovables (bajando sus costes) y disminuir la demanda de energía respectivamente Este propósito, aunque claramente ayude a conseguir los objetivos climáticos, no debe ser mezclado con el objetivo independiente de obtener reducciones de emisiones.

La seguridad más allá de la energía

En lo que se refiere a los impactos climáticos y la adaptación, también hay enlaces con un conjunto amplio de temas de seguridad. Esto incluye la seguridad energética en sí misma, pero también la seguridad alimentaria, la seguridad del agua y la seguridad física tradicional. En el caso de la seguridad alimentaria,

[84] Ver también: http://ceps-ech.eu/publication/tools-boost-investment-low-carbon-technologies.

los biocombustibles y las demandas sobre los territorios, o su degradación, en general pueden afectar fuertemente a los rendimientos agrícolas y los precios de los alimentos. La seguridad del agua puede verse afectada tanto en términos de escasez, amenazando la agricultura, como en términos de lluvias extremas e inundaciones. Al adaptarse a estos retos, la gestión del agua transfronteriza se convierte en un asunto más destacado. Pueden surgir temas de seguridad física, y los impactos climáticos pueden considerarse como un «multiplicador de conflictos». En palabras de Alemania en el Consejo de Seguridad de la ONU, el cambio climático «agrava las amenazas a la seguridad internacional existentes»[85].

La interacción entre estos temas de seguridad puede enmarcarse como un nexo con la seguridad climática, con múltiples efectos de orden[86]. El primer efecto de orden serían los impactos directos que el cambio climático tiene sobre los niveles de temperatura y de agua, amenazando por ellos en algún caso con la pérdida de territorio (por ejemplo, los estados de pequeñas islas). El segundo efecto de orden serían las amenazas a la seguridad del suministro tanto en términos de energía, alimentos y agua como al impacto sobre la productividad agrícola. Esto puede llevar —como tercer efecto de orden— a una mayor migración y desplazamiento de poblaciones. Un posible cuarto efecto de orden, adicional, es entonces el multiplicador de conflictos, gracias al cual sería más fácil para extremistas florecer en un ambiente político marcado por las amenazas a los ganados y desplazamientos.

Perspectivas globales: ¿Cómo están abordando la política climática las principales economías?

A través del tema de la competitividad del sector comercializado, es esencial conocer la respuesta de la política al cambio climático, emprendida en distintas legislaciones nacionales. La misma tiene influencia en los productos de bajo carbono y determina la extensión en la que se requieren salvaguardas a las fugas de carbono. En ese contexto, conviene hacer una breve revisión de cómo los bloques económicos más grandes actúan en términos de política climática y gases de efecto invernadero. Los Estados Unidos contribuyen con alrededor del 15% a las emisiones globales de GHG; su impacto sobre las reducciones globales es importante pero no comparable al de China, que en 2014 fue responsable del 30% de las emisiones globales. Los Estados Unidos contribuyen justo por debajo del 10% en las emisiones globales.

Los Estados Unidos, cómo mayor economía y segundo mayor emisor del mundo, ha jugado un papel esencial en la diplomacia del cambio climático. Este ha sido el caso, para bien o para mal. Bajo la administración Trump, el anunciado intento de salir del Acuerdo de París ha creado una percepción de que el país ha

[85] Ver el Ministerio de Asuntos Exteriores de Alemania, en https://www.auswaertiges-amt.de/en/aussenpolitik/themen/klima/group-of-friends-on-climate-and-security/2142038.

[86] https://www.swp-berlin.org/fileadmin/contents/products/comments/2018C34_dge.pdf.

abandonado cualquier acción sobre el clima. Más allá del gobierno federal, no obstante, el escepticismo de Trump respecto al clima ha galvanizado a las autoridades estatales y locales en favor de políticas contundentes para la mitigación climática, redoblando sus esfuerzos. Las emisiones también han mantenido una tendencia a la baja, ayudadas en parte por la competitividad del gas de esquisto. El gas de esquisto y la revolución de las renovables están reemplazando rápidamente al carbón del *mix* energético de los EE. UU., reduciendo así enormemente las emisiones, con independencia de las políticas. A pesar de ello, las emisiones per cápita siguen siendo unas de las más altas del mundo, y el progreso fuera de los sectores de la electricidad y el transporte sigue disperso. Con relación a sus compromisos con el Acuerdo de París, todavía son importantes; los Estados Unidos tienen el propósito de reducir sus emisiones en el 26-28% en 2025, comparado con 2005[87].

En China, el mayor emisor y la segunda economía más grande del mundo, las emisiones continúan creciendo incluso aunque el índice de crecimiento de las emisiones haya caído considerablemente. Al mismo tiempo, en los años 2010 China ha invertido masivamente en renovables, contribuyendo por ello con fuerza a reducciones de coste de las que se beneficia todo el mundo. China es también la primera en algunas formas de movilidad eléctrica, con los sistemas de transporte público de algunas ciudades utilizando un gran número de autobuses eléctricos. Con más o menos 13.000 millones de toneladas de CO_2 equivalente en gases de efecto invernadero (más de un cuarto de los totales globales), las políticas climáticas de China continuarán siendo esenciales para determinar el éxito global en la reducción de emisiones. Su contribución determinada a nivel nacional, bajo el Acuerdo de París, fija un objetivo de «llegar al pico de las emisiones de dióxido de carbono como más tarde en 2030». En términos de intensidad de carbono, China se ha comprometido también a reducir la intensidad del carbono en su economía en un 60-65% en 2030[88].

La Unión Europea, finalmente, se ve a sí misma como líder en la carrera global de la política climática. La UE fue la primera gran economía en poner en práctica, en 2005, un sistema integral de asignación de precio al carbono, dentro del sistema de comercialización de derechos de emisión. Combinadas con las metas de renovables y de eficiencia energética, las emisiones del sector eléctrico de la UE han decrecido significativamente en las últimas décadas. La UE ya ha superado su objetivo de reducir las emisiones en el 20% en 2020 y está en el camino correcto para cumplir el objetivo (y compromiso del Acuerdo de París) de lograr al menos un recorte del 40% de las emisiones en 2030. En los sectores industriales, las emisiones han decrecido igualmente, aunque con niveles de producción más bajos después de la recesión económica entre 2008 y 2015, siendo esta la responsable. Con el retorno del crecimiento económico, también las emisiones industriales comenzaron poco a poco a crecer. Reducir

87 https://climateactiontracker.org/countries/usa/pledges-and-targets/.
88 https://climateactiontracker.org/countries/china/pledges-and-targets/.

esas emisiones, así como las de los sectores de la edificación y el transporte, será el mayor reto desde el 2020 en adelante. La Unión Energética representa el esfuerzo político que envuelve este reto, en sus dimensiones de descarbonización y eficiencia energética.

Resumen y conclusiones

Durante la mayor parte del siglo xx, el enfoque de la seguridad del suministro ha consistido en «el suministro ininterrumpido de fuentes de energía a precios asequibles». La atención entre la disponibilidad física, es decir: suministro ininterrumpido y precio, es decir: accesibilidad, se mantuvo vacilante en línea con los mercados globales del petróleo y la geopolítica, por ejemplo en la Guerra Fría y sus diferentes fases, o en el periodo de descolonización y nacionalización de las empresas petroleras.

La agenda sobre la seguridad del suministro ha empezado a ensancharse al final de los años 90, un desarrollo que todavía está en curso. Las crecientes importaciones de gas natural por la UE, y la proyectada, por ahora en fase de materialización, caída de los suministros de la propia UE y de Noruega, alentó ideas de implicaciones económicas y de seguridad derivadas de la alta dependencia de las importaciones, si no en el seno de la UE al menos a nivel de algunos de sus Estados miembros. El acceso de los estados miembro de Europa Central y del Este, quienes a menudo y en gran medida dependen del gas de Rusia y en algunos casos de otras fuentes de energía rusas, ha puesto el suministro de gas en el centro del escenario en la agenda de la UE sobre la seguridad del suministro de energía.

La liberalización de los mercados energéticos en los países de la OCDE, desde principios de los años 90, añadió otra dimensión a la seguridad del suministro; la seguridad de las nuevas redes liberalizadas de electricidad y gas, así como preocupaciones sobre la inversión. La crisis de la electricidad el año 2000 en California «internacionalizó» las preocupaciones. La nueva agenda sobre la seguridad del suministro incluye ahora los riesgos de la electricidad y los regulatorios. Cada vez más, los gobiernos y el ámbito académico exploraron opciones basadas en el mercado, no solo para el medioambiente sino también para tratar la seguridad del suministro.

El súperciclo para los productos básicos, no solo petróleo sino también alimentos, metales y otros productos, debido sobre todo al «*boom* de China», han vuelto a traer temores de escasez en el suministro, una competencia más general por los recursos y el ascenso de los petro-estados. El concepto de geoeconomía hizo su entrada en la discusión sobre seguridad del suministro. Se vio que los petro-estados y los países autoritarios invertían en la producción de petróleo y gas, pero también en infraestructura y en recursos agrícolas y de otra índole, por ejemplo en África, para aumentar su influencia a nivel mundial. Mientras que la ayuda y el desarrollo han sido tradicionalmente una herramienta para

aumentar la influencia, el creciente reto de China y Rusia o de los llamados BRICS incrementó la concienciación en los EE. UU. y Europa.

Por ahora la atención está también centrándose gradualmente en la demanda de materias primas, impulsada por presente revolución digital y la transición a la economía de bajo carbono. Esta transición transformará la cadena de valor de las industrias de materias primas minerales, desde el *upstream* hasta el *downstream*, a la vez que impactará sobre las industrias de petróleo y gas en todo el mundo. Por otra parte, pero relacionado con ello, existen preocupaciones sobre la seguridad cibernética y la protección de infraestructura crítica como resultado de la aceleración de la electrificación combinada con la creciente digitalización del sector de la energía. Cada vez más, la seguridad del suministro cedió el paso al concepto más amplio de la seguridad energética.

La inversión en el exterior llegó a caballo de una creciente concienciación sobre el acceso a la energía como precondición para el desarrollo de la humanidad y el crecimiento económico, aunque también para reducir la intervención extranjera. Las preocupaciones sobre la sostenibilidad medioambiental han elevado también el interés en el acceso a la energía; la energía limpia moderna es menos contaminante y emite menos que la energía tradicional, por ejemplo la biomasa o la basada en el carbón. Esto lleva a la adopción en 2015 de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), que ha establecido un nuevo nivel de reconocimiento geopolítico del papel central de la energía en el desarrollo. Las migraciones masivas han creado una nueva dinámica con relación a las discusiones sobre los ODS.

En cuanto a la seguridad energética la UE se apegó durante mucho tiempo a su aproximación a los mercados; apoyando el funcionamiento de los mercados de energía en la UE y su vecindad, así como globalmente, combinado con la diversificación por la vía de reforzar las interconexiones, construir infraestructuras redundantes y enfocarse en pasillos de importación, por ejemplo el *Southern Corridor* que trae gas desde la región del Caspio a Europa. Frente a la nueva firmeza de Rusia, la UE también está considerando una estrategia de seguridad energética más liderada por los gobiernos. Los ejemplos mencionados son por ejemplo la alineación del marco legal para los ductos de importación de gas con las reglas del mercado interno de la UE, el análisis de la inversión extranjera o el intento de crear un marco para la seguridad energética del Sureste de Europa, basado en la Iniciativa de Conectividad de Europa Central y del Sureste (CESEC).

Desde su comienzo en los años 90, la seguridad energética ha pasado a estar más y más influida por las implicaciones de la política de cambio climático global. La política de cambio climático transformará las cadenas de valor industriales, incluidas aquellas de las industrias energéticas. Es probable que derive en nuevas infraestructuras, cadenas de producción y grupos industriales, basados en nuevas tecnologías con integración de diferentes sectores del campo energético y de otros ajenos.

Las políticas climáticas crean restricciones al carbono que afectarán de forma creciente a ambos, el suministro y la demanda de energía. Al intentar mantener la concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera sin que exceda umbrales críticos, cada vez habrá más políticas que apunten a fuentes de energía con base fósil e intensiva en carbono, tanto de carácter regulatorio como de asignación de precio, o incluso activismo y acciones legales de los inversores. La intención es reducir fuertemente, si no es posible eliminarlo, su uso en esos países que hayan adoptado los objetivos de emisión más exigentes. Al mismo tiempo, las fuentes de energía de cero o bajo carbono seguirán proliferando. El crecimiento y reducciones de coste de la eólica y PV solar son sin duda una evidencia de esto.

La transformación de la economía desde la energía con base fósil a la energía neutra en carbono, tendrá importantes implicaciones no solo para el sector energético *upstream*. En las industrias intensivas en energía, los procesos productivos necesitarán ser revisados para permitir la electrificación, el hidrógeno, la captura de carbono o similares planteamientos de bajo carbono. Los combustibles fósiles, actualmente omnipresentes en los sectores del transporte y la edificación, necesitarán igualmente ser sustituidos. Al estar previsto que la demanda de electricidad (con cero emisiones de carbono) crezca, se desarrollarán nuevas cadenas de valor y modelos de construcción en el campo del almacenamiento, movilidad, producción de hidrógeno, y transporte y almacenamiento de CO_2.

La emisión global de gases de efecto invernadero no ha empezado a bajar todavía, incluso aunque lo haya hecho en ciertas economías de la OCDE. Esto aumenta la urgencia y la velocidad potencial con la que las fuentes de energía de base fósil tendrán que ser sustituidas por alternativas neutras en carbono. Mientras las emisiones globales no empiecen a bajar, aumenta la probabilidad de que se necesite más tecnología de emisiones negativas. Dichas emisiones negativas solo pueden ser entregadas a un elevado coste, en términos de recursos y uso del territorio. En la medida que la política de mitigación sea insuficiente, se requerirán más esfuerzos de adaptación para gestionar los impactos del cambio climático. Esto podría desencadenar una transición más disruptiva, afectando la rentabilidad de los activos intensivos en carbono existentes.

Incluso a las concentraciones actuales de gas de efecto invernadero, algunos impactos climáticos tales como los eventos de tiempo extremo y las elevaciones del nivel del mar, se intensificarán en las próximas décadas, independientemente de la amplitud con la que se persigan las políticas de mitigación del clima. Exacerbar los impactos del cambio climático, especialmente si los niveles globales de emisión permanecen altos, puede amenazar tanto las infraestructuras energéticas como la aceptabilidad societaria de la producción y el consumo de energía intensiva en carbono.

En esta etapa, es incierto como de rápida y disruptiva será esta transición. Las grandes implicaciones sobre la industria del petróleo tardarán en llegar hasta

2030. Sin embargo, el tipo de progreso tecnológico que se observa en la electricidad y actualmente en los coches, puede tener el potencial de alterar las cadenas de valor con repercusiones en el sector de la energía. De manera similar, los impactos climáticos pueden afectar a la seguridad del suministro, primero de forma esporádica pero más adelante con total amplitud. Parece por lo tanto que ya es tiempo de que los que crean las políticas y los académicos de la misma manera, lleven a cabo una revisión más profunda de la interrelación energía-clima y de sus implicaciones sobre la agenda de la seguridad energética.

Capítulo quinto

Give peace a chance: Nuevas oportunidades en la geoeconomía de Arabia Saudí

Miguel A. Lasheras

Resumen

El documento describe las relaciones geoeconómicas entre la política energética de Arabia Saudí y la economía mundial, con especial atención a su política energética exterior e interior en relación a los acontecimientos más relevantes que están sucediendo en el panorama estratégico de la energía en los últimos años.

Se describe el impacto que la transición energética y el desarrollo de los hidrocarburos no convencionales en EE. UU. están teniendo sobre la posición geoeconómica de Arabia Saudí. La amenaza que ambos acontecimientos pudieran generar a una economía apoyada básicamente en la exportación de crudo puede compensarse con una diversificación económica y un cambio social orientados a conseguir una sociedad tecnificada, eficiente y sostenible en el consumo energético. Las incertidumbres pueden transformarse en oportunidades si el ritmo de la evolución interna no sufre una excesiva presión exterior como consecuencia de una transición energética excesivamente rápida. El asesinato de Khashoggi ha ocurrido en medio de este conjunto de tensiones interrelacionando con todas ellas.

Palabras clave

Arabia saudí, petróleo, gas, *fracking*, transición energética, Oriente Medio, OPEC, diversificación económica, Visión 2030.

Abstract

The document describes the geoeconomic relations between Saudi Arabia's energy policy and the world economy, with special attention to its foreign and domestic energy policy in relation to the most relevant events that have taken place in the strategic energy landscape in recent years.

The effects both of energy transition and of the development of non-conventional hydrocarbon in USA on the geoeconomic position of Saudi Arabia are considered. The threat that these two facts could impose to an economy excessively supported by resources coming from the exports of oil, it could be balanced by an economic diversification and a social transformation targeted to a technical, efficient and sustainable energy consumption in Saudi Arabia. Uncertainties could be transformed in opportunities being the speed of energy transition slow enough as to avoid excessive pressure on the internal transformation profile. The assassination of Khashoggi has happened in the middle of these tensions and has interacted with all of them.

Keywords

Saudi Arabia, oil, gas, fracking, energy transition, Middle East, OPEC, economic diversification, Vision 2030.

Introducción

El precio del Brent en el mercado de petróleo a principios del mes de octubre de 2018 superaba los 80 US$/bbl y se situaba en sus valores máximos desde 2016. El 2 de octubre Jamal Khashoggi, columnista del *Washington Post* y crítico con el gobierno saudí, era asesinado en el consulado de este país en Estambul. Unos días después, el precio del crudo comenzó un desplome que lo llevó, a finales de mes, hasta los 50 US$/bbl, valor mínimo que no se veía en el mercado desde el segundo semestre de 2016. Las perspectivas de una ralentización de la economía mundial y el aplazamiento de las sanciones anunciadas por EE. UU. a los países que importasen crudo de Irán justificaban según los analistas del mercado este descenso de los precios durante todo el mes de octubre de 2018. El macabro asesinato del periodista coincidió, probablemente por casualidad, con un pico de precios en el mercado de petróleo. En todo caso esta coincidencia ayudó a AS a gestionar su estrategia ante las previsibles reacciones políticas que se iban a producir en los días siguientes.

El 26 de octubre, la revista *Foreign Policy* describía el panorama de Arabia Saudí (AS) como el de un «páramo de inversiones»[1]. Durante los años 2017 y 2018, la inversión neta se había desplomado con relación a la observada en 2016. El coste de la guerra del Yemen, unos 5 billion US$/mes, arrojaba serias amenazar sobre la capacidad saudí para financiar y sostener los planes de diversificación anunciados por el príncipe Mohammed bin Salam (conocido como MBS) en el año 2015, el mismo año en que su padre, el rey Salam, había accedido al trono.

Para obtener financiación, en los últimos días de octubre de 2018 se había anunciado en Riad una cumbre de inversores dirigida a altos ejecutivos de fondos de inversión, bancos, gestores de patrimonios familiares y empresariales de todo el mundo. Pero los representantes de los inversores que iban a acudir a la conferencia decidieron boicotearla como protesta por el asesinato de Khashoggi. La cadena de reacciones contrarias a este hecho desde las principales capitales del mundo, incluidas las de sus mejores aliados, fue constante, aunque poco contundente. El presidente Donald Trump se limitó a manifestar que esta muerte «nunca debió haber ocurrido».

Por si acaso, Riad inmediatamente emitió un comunicado mencionando cerca de 30 medidas económicas que se podrían adoptar en caso de sufrir sanciones. Estas potenciales medidas de respuesta, creíbles por el peso de AS en la economía mundial, se referían a modificar su producción de crudo, siendo AS el principal exportador de petróleo, a reducir las importaciones de armamento de EE. UU., que en los próximos diez años estaba previsto que alcanzaran los 350 billion US$, así como las que tenía planeado realizar del Reino Unido, Alemania y Francia. Anunciaba igualmente que reorientaría el destino de otras inversio-

[1] Hirsh, MichaeL: «How Mohammed bin Salam Turned Saudi Arabia Into an Investment Wasteland». *Foreign Policy*, Oct., 26, 2018, https://foreignpolicy.com/2018/10/26/how-mohammed-bin-salman-turned-saudi-arabia-into-an-investment-wasteland-khashoggi/#.

nes de sus fondos soberanos que por valor de unos 150 billion US$ se añadían a las compras de armamento comprometidas ante la Administración Trump. Si el presidente de EE. UU., había mostrado su contrariedad por un petróleo a 80 US$/bbl a primeros de octubre de 2018, afirmaba el comunicado publicado por Al Arabiya la cadena árabe competencia de Al-Yazira, ¿cuál sería su ánimo si el precio llegara hasta los 100 US$, como en el periodo 2011-14, o incluso alcanzara los 200 US$, nunca vistos anteriormente[2].

El comunicado tuvo su efecto. El portavoz del Departamento de Estado de la Administración Trump matizaba que, pese a la información acumulada hasta el momento, incluida la de la propia CIA que involucraba en el asesinato a las más altas instancias saudíes, el Gobierno de EE. UU. no tenía una conclusión definitiva y seguiría investigando «mientras mantenía la importante relación estratégica entre Estados Unidos y Arabia Saudí»[3]. Simultáneamente, mediante *twits* y declaraciones privadas, Trump dejó claro que a EE. UU. le interesaba una política de precios del petróleo bajos y que se opondría a cualquier intento por parte de Riad de recortar la producción con el fin de elevarlos[4].

Durante el mes de octubre el precio del crudo se desplomó más de un 20%. Trump venía haciendo peticiones a AS para que incrementase su producción y compensar así las caídas en la producción de Venezuela y Libia y las menores exportaciones provenientes de Irán, pero la caída de precios fue probablemente una reacción del mercado quizás excesiva a las subidas de los meses anteriores[5]. A principios de noviembre, sin embargo, AS anunció para el futuro inmediato, el recorte de 500 kbd para lo que quedaba de año 2018 y de 1 Mbd para aplicarlo en 2019. Las expectativas a estos recortes se mantuvieron durante noviembre y quedaron reforzadas en las conclusiones de la reunión de la OPEC ampliada en Viena a principios de diciembre de 2018. Su comunicado final recogía el acuerdo de reducir 1,2 Mbd en conjunto durante el primer semestre de 2019.

No existe evidencia empírica de que el comportamiento de los precios del crudo sea un reflejo directo de las políticas de control de cantidades que pudieran acordarse entre los países productores reunidos en la OPEC[6]. Pero también es cierto que, incluso en ausencia de esta evidencia empírica, el Congreso de EE. UU. lleva tiempo tramitando un proyecto de Ley curiosamente titulado NOPEC

[2] Aldakhil, Turki: «Opinion: US Sanctions on Riyadh Would Mean Washington is Stabbing Itself». *Al Arabiya English*. Oct 14, 2018.

[3] ABC News: «Jamal Khashoggi murder: Trump Administration Denies Reaching Final Conclusion, after Reports CIA Believes Crown Prince is to Blame». Nov, 18. 2018. Disponible en https://www.abc.net.au/news/2018-11-18/jamal-khashoggi-murder-trump-administration-denies-final-conclus/10508686.

[4] Sheppard, D. and E. Crooks: «OPEC: Why Trump has Saudi Arabia over a Barrel». *Financial Times*. Dec., 9. 2018.

[5] Sheppard, David: «Brent Crude Enters Bear Market at Below $70». *Financial Times*. Nov., 11, 2018.

[6] Huppmann, D. and F. Holz: «What About the OPEC Cartel?». *Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung*. March, 11. 2015.

(*No Oil Producing and Exporting Cartels*) que permitiría a su fiscalía general imputar a países productores por manipulación de precios bajo la Ley Sherman (*Antitrust*), lo que pondría en peligro las inversiones de estos países en EE. UU. Por ejemplo, las inversiones de Qatar, que ostenta la mayoría del capital en el terminal de licuefacción de gas natural licuado (GNL) *Golden Pass* en Texas y que abandonó la OPEC en esa misma reunión de Viena en diciembre de 2018.

El presente artículo describe las relaciones geo-económicas entre la política energética de AS y la economía mundial, especialmente en lo que se refiere a su política energética exterior e interior, al impacto sufrido en esta por el desarrollo de producción de petróleo y gas mediante técnicas no convencionales (*tight oil* y *shale gas*) en EE. UU. y a su vinculación con la transición energética hacia una sociedad descarbonizada.

En un primer apartado se analiza el impacto del asesinato de Khashoggi en el complejo entramado de las relaciones internacionales, en particular entre EE. UU. y AS, como puerta de entrada a una descripción del papel de AS en la geoeconomía del petróleo. El segundo apartado se refiere a la estrategia energética seguida por AS en respuesta o como reacción a los movimientos de precios en el mercado de petróleo en 2014 y 2016. El tercer apartado describe el impacto que el acontecimiento energético más inesperado y relevante de los últimos años: la aparición del «tight oil» obtenido mediante técnicas de *fracking* en EE. UU, está teniendo en el mercado de crudo y en las estrategias económicas de AS. El cuarto analiza la posible influencia que sobre la política energética y económica de AS pudiera tener otro acontecimiento relevante pero muy distinto, por previsto y fomentado: la transición energética. El quinto apartado considera las necesidades de diversificación y ruptura de la dependencia de la economía saudí respecto al petróleo para situarse en el nuevo panorama de la geoeconomía mundial. El sexto describe los factores internos que pueden frenar o acelerar este cambio estructural y este nuevo posicionamiento. El último apartado sintetiza y describe las principales conclusiones de este repaso a las relaciones geo-económicas de AS en el mundo actual.

Geoeconomía y geopolítica en las relaciones estratégicas internacionales

Las relaciones internacionales no pueden analizarse sin ser tenidas en cuenta las respuestas que pueden provocar y que, a su vez son susceptibles de desencadenar otras acciones y reacciones en un proceso continuo que en ocasiones llega a desbordar y contrariar los objetivos inicialmente perseguidos. Esta cadena de acciones y reacciones, cuando son de contenido económico, resultan especialmente complejas. Las consecuencias y la eficacia de las actuaciones en el terreno económico se producen a través de los mercados que son instituciones sociales que por definición funcionan con un elevado nivel de descentralización e implican «microdecisiones» y equilibrios más difíciles de controlar y predecir que las que se producen en instituciones con mecanismos de decisión

y funcionamiento centralizados. Las decisiones militares y diplomáticas, incluidas las de inteligencia, se producen generalmente en gobiernos o instituciones que utilizan mecanismos centralizados de decisión. Bien es cierto que el mundo está dando lugar a nuevos riesgos institucionales en tanto en cuanto muchas decisiones centralizadas se están desplazando hacia poderes locales y no-estatales con niveles de descentralización más parecidos a los existentes en los mercados[7].

Se denomina geoeconomía al uso de los recursos y las instituciones económicas de los Estados como herramientas de poder en las relaciones políticas internacionales[8]. El análisis de la geoeconomía, en el mundo académico, ha dado base a un cuerpo de estudio diferenciado dentro del conjunto de análisis geoestratégicos. Geopolítica y geoeconomía son así corrientes paralelas, dos caras de una misma moneda, e incluidas en el campo de la geo estrategia, pero con referencia a unas prácticas perfectamente distinguibles.

Los posibles vínculos entre las reacciones al asesinato del periodista saudí y el precio del petróleo, la financiación de la guerra del Yemen o la efectividad de las sanciones económicas de EE. UU. a Irán, no restan un ápice al juicio moral y ético que inicialmente este horrible hecho merece, pero transformar estos valores en decisiones de política exterior eficaces respecto al fin perseguido no es inmediato. Cualquier decisión diplomática debe considerar la complejidad de las interrelaciones que configuran el entramado económico y político del mundo actual, global y multilateral.

Desde un punto de vista geo-político, la reacción de EE. UU. contra el gobierno saudí ha sido analizada, desde distintas ópticas. Una primera defensa se ha referido a que cuando no se tiene toda la «carne en el asador» o «the skin in the game» y se juzga desde la distancia, una reacción fuerte contra AS pudiera haberse vuelto contra quienes apoyaran esta reacción, estando obligados a convivir necesariamente bajo el área de influencia del gobierno saudí[9]. Otra corriente de opinión ha señalado que, dado el valor económico y político de AS para el mundo, preferible a un conjunto de medidas duras contra su actual gobierno, era aumentar la presión privada y pública sobre él y en particular sobre MBS dejando claro, desde el punto de vista de EE. UU., lo que se necesitaba y lo que se tenía que evitar en las relaciones con este país. Lo que se necesitaba en octubre de 2018 era un acuerdo concertado para terminar con la guerra del Yemen y lo que debería evitarse era que se explotara el «antiiranismo» del Gobierno de EE. UU. para provocar entre los países árabes y no árabes un enfrentamiento

[7] Fattouh, B. «Heightened Geopolitical Risks in the Middle East and Potential Impacts on Oil Markets». *Oxford Institute for Energy Studies*, Feb., 22. 2018.

[8] Scholvin, Sorin y Mikael Wigell: «Geo-economic Power Politics: An Introduction». En *Geo-Economics and Power Politics in the 21st Century: The Revival of Economic Statecraft*. Edited by Mikael Wigell, Sören Scholvin and Mija Aaltola. Routledge, julio, 2018.

[9] Hellyer, H. A. «Jamal Khashoggi Had Skin in the Game. The Crown Prince's Cheerleaders Didn't». *Argument. Foreign Policy*. Oct., 22, 2018.

que obligara a alinearse con AS a quienes, bajo escenarios alternativos, pudieran haber mostrado reticencias hacia el comportamiento del gobierno saudí[10].

Pero las críticas más profundas a la ambigüedad de la Administración Trump con relación al asesinato de Khashoggi han consistido precisamente en señalar la provocación de efectos contrarios a los buscados. Al impedir la finalización de un proceso de investigación creíble y objetivo sobre el asesinato de Khashoggi, Trump estaría poniendo en peligro la alianza estratégica de EE. UU. con AS, obligando a que senadores y congresistas no dejaran de insistir en conocer una verdad que no se había aclarado definitivamente[11]. Al dejar sin respuesta la opinión de la CIA, ya manifestada y conocida, se abría un largo camino de posibles debates políticos y parlamentarios en búsqueda de esclarecer y definir lo ocurrido y la posición de EE. UU. frente a ello. De hecho, en diciembre de 2018 el Senado se pronunció en contra de mantener el apoyo de EE. UU. a la guerra del Yemen y varios senadores, incluso republicanos, respaldaban la información de la CIA que identificaba al príncipe de la corona saudí como principal responsable del asesinato de Khashoggi[12].

Los recursos energéticos, y en particular el crudo y el gas natural, son de los que más se utilizan en las relaciones geo-económicas. Los Estados autoritarios de manera explícita y los democrático-liberales de manera implícita, confían en la influencia de sus suministros de fuentes primarias de energía sobre los precios de mercado y sobre las economías de otros países, así como en la de sus inversiones en instalaciones de extracción y transporte en sus territorios y en el de otros países. Se busca reforzar la cooperación entre aliados en determinadas ocasiones y de defender e imponer sus intereses geopolíticos en otras. Los recursos energéticos y sus infraestructuras se utilizan «como escudo y como espada» para cumplir con las ambiciones y con los objetivos de política exterior de los gobiernos en el poder[13]. Los gaseoductos, las terminales de carga, los recortes de cuota, los contratos a largo plazo, etc... son simultáneamente bienes económicos sometidos a las leyes de los mercados y herramientas políticas a disposición directa o indirecta de los gobiernos con influencia en el ejercicio de los derechos existentes sobre su uso.

Arabia Saudí en el seno de la OPEC y la OPEC+

Arabia Saudí (AS) posee el 18% de las reservas probadas de crudo en el mundo (unos 266.269 Mbds) y es el mayor exportador o abastecedor del mercado

[10] Haass, Richard N.: «The Inconvenient Truth About Saudi Arabia». *Project Syndicate. The World's Opinion Page*. Nov., 20. 2018.

[11] Kumar, Prem G. «Trump Thinks He's Helping the U.S.-Saudi Relationship. He's Hurting It». *Argument. Foreign Policy*. Nov., 21, 2018.

[12] Financial Times: «Senate Vote to Withdraw Support for Saudi-led Coalition in Yemen». A. Willians. Washington, Dec. 2018.

[13] Policy Department for External Relations, Directorate General for Exrternal Policies of the Union: «Energy as a Tool of Foreign Policy of Authoritarian States, in Particular Rusia». PE 603-868. April 2018.

mundial. En 2017 produjo en media 9,96 Mbds y exportó el 70%. Además, la ratio reservas/producción, que es de 8 a 10 años para las empresas petrolíferas en general, es de unos treinta años para AS. Su capacidad ociosa es la más alta no solo de la OPEC sino del conjunto de países productores. Al tener el coste marginal de producción más bajo del conjunto de productores, puede movilizar estas reservas anticipándose al resto, lo que hace que desde 1973 AS haya jugado un papel como muelle de ajuste del mercado (*swing*) en el conjunto de la OPEC variando producción con el fin de estabilizar los precios. El interés de AS en estos movimientos de precios en los mercados internacionales es conseguir una estabilidad que permita hacer predecible un presupuesto público que depende en un 90% de la exportación de crudo. Pero la producción y suministro de petróleo a los mercados consumidores es insegura y está sujeta a frecuentes e impredecibles interrupciones. Tanto oferta como demanda son especialmente rígidas. En consecuencia, la exportación de crudo no produce rentas estables para los países productores.

La OPEC nació en 1960, en la Conferencia de Bagdad con la misión de «coordinar y unificar las políticas petrolíferas de sus países-miembro con el fin de asegurar unos precios estables y justos para los productores de petróleo; una oferta eficiente, económica y continua a los países consumidores y una rentabilidad justa para los inversores en la industria»[14]. Desde sus inicios se ha discutido si la OPEC además de cumplir estos fines explícitos, se ha comportado o no como un cartel para el control de precios del crudo en el mercado mundial y optimizar los ingresos de los países productores a costa de los países consumidores. El hecho es que a pesar de una abundante literatura económica al respecto, no existe una conclusión evidente acerca del comportamiento oligopolístico de la OPEC[15].

El análisis estratégico de AS como productor y exportador de petróleo ha tenido como referencia desde la primera crisis del petróleo en 1973, el modelo Hotelling[16]. Según este modelo, la decisión de extraer recursos naturales, bajo ciertas hipótesis restrictivas, dependería de las expectativas de evolución de los precios de este recurso. Si las expectativas fueran de unos precios creciendo por encima de los tipos de interés, lo lógico sería no extraer y esperar al futuro. Los precios del crudo netos de costes de extracción igualarían así a los tipos de interés. La razón es sencilla: manteniendo los recursos en sus yacimientos, el recurso natural se revalorizaría por encima de los tipos de interés, mientras que los recursos monetarios obtenidos de su extracción y venta crecerían al ritmo (menor) de los tipos de interés. Este modelo tiene críticas por su escaso realismo y sus carencias para explicar la actuación real de los productores y en especial de As en el seno de la OPEC, pues tienen supuestos muy restrictivos e

[14] OPEC: «Brief History» disponible en https://www.opec.org/opec_web/en/about_us/24.htm.

[15] Al-Qathani, A., E. Balistreri and C. Dahl: «Literature Review on Oil Market Modeling and OPEC's Behavior». *Division od Economics and Business*, Colorado School of Mines. March 29, 2008.

[16] Hotelling, H.: «The Economics of Exhaustible Resources». *The Journal of Political Economy*, 39 (2), 137-175. 1931.



Figura 1. Evolución de los precios del Brent (US$ ajustados por la inflación). Fuente: Macrotrends, https://www.macrotrends.net/1369/crude-oil-price-history-chart

ignora la posibilidad de descubrimiento de nuevos yacimientos, que los costes de extracción evolucionan en el tiempo o que cuando los mercados son oligopolísticos, la restricción de cantidades impacta positivamente sobre los precios y sus expectativas.

En los años 90 y recurriendo a la Teoría de juegos, Griffin y Nielson identificaban tres estrategias para AS en el seno de la OPEC[17]:

La estrategia de Cournot, de producir según el suelo de precios que se alcanzaría en el peor de los casos; esto es cuando el resto de estrategias fallan y todos los productores tratan de ganar cuota de mercado. Aplicado a la producción de petróleo, el equilibrio de Cournot se alcanza cuando la cuota de cada productor, incluido o no en la OPEC, es la mejor respuesta a la cuota de producción en equilibrio del resto de productores para una demanda determinada que fija la producción total y, por tanto, también el precio. El problema de esta estrategia es que el equilibrio que produce es sumamente inestable, pues todos los productores están incentivados a deshacerlo en cuanto pueden producir más, pensando que esta mayor producción restará la producción de los demás sin que los precios varíen; lo que nunca ocurre. Es por tanto un equilibrio teórico de escasa aplicación práctica, salvo para identifica el mencionado suelo de equilibrio.

La estrategia de existencia de un productor *swing,* dominante, que cubriría el gap entre oferta y demanda ante determinados *shocks* temporales, buscando

[17] Griffin, J. M. and Nielson, W. S:. «The 1985-1986 Oil Price Collapse and Afterwards: What Does Game Theory Add?», *Economic Inquiry*, 32 (4), 543-61.1994.

con ello la estabilidad de los precios. Tal fue el caso en los 70 cuando AS suplía en cantidad la menor producción de EE. UU.; al principio de los 80 cuando suplantó la caída por la revolución iraní o en los años 1990-91 al sustituir la menor producción provocada por la guerra Iraq-Kuwait. Esta estrategia conduce a periodos con estabilidad de precios a pesar de que haya *shocks* de oferta e incluso aunque algunos productores, miembros de la OPEC, no cumplan con los acuerdos y produzcan por encima de sus cuotas. Desde la caída del Sah de Persia en Irán en 1979, y sobre todo en el periodo 2010-2014 esta ha sido la estrategia más seguida por Arabia Saudí, según determinados analistas, estrategia además seguida en connivencia con EE. UU[18]. Según otros, no hay evidencia estadística suficiente para calificar este comportamiento como estable y estadísticamente significativo[19].

La estrategia de *tit for tat*[20], según la cual AS decidiría sus niveles de producción buscando castigar a los miembros de la OPEC que producen por encima de su cuota y recompensando a aquellos que lo cumplen. AS habría seguido esta estrategia a partir de 1985 provocando volatilidad y alteraciones de precios y, sobre todo, a partir de 2014 en respuesta a la producción de crudo no convencional por parte de los EE. UU. Hay analistas, sin embargo, que identifican la actuación de AS en el mercado de petróleo en repuesta a la caída de 2014 como una estrategia de dejar íntegramente al mercado la responsabilidad del ajuste. La caída de la demanda fue tan drástica y la abundancia de oferta tan potente que incluso aunque AS hubiera recortado producción, su impacto sobre los precios hubiera sido muy limitado[21].

Lo cierto es que AS ha utilizado distintas estrategias en su política petrolífera en diferentes periodos de tiempo desde los primeros recortes drásticos de producción en 1973. Estas estrategias se pueden resumir en decisiones de elección del *trade-off* o contradicción entre estabilizar precios variando cantidades de producción o mantener cantidades y dejar que el precio se mueva hasta los límites inferiores o superiores en que vuelve a resultar necesario una reacción de cantidades por parte de los países productores. Los factores que condicionan la estrategia elegida por AS en cada momento constituyen son variados y complejos, según sea su percepción de sostenibilidad de los acuerdos en el seno de la OPEC, las condiciones del mercado mundial de crudo que explican las alteraciones de precio e incluso factores internos como la sostenibilidad financiera del presupuesto público o el posible impacto en la renta disponible y

[18] Westphal, Kirsten, Marco Overhaus and Guido Steinberg: «The US Shale Revolution and the Arab Gulf States: Te Economic and Political Impact of Changing Energy Markets». *SWP Research Paper*. German Institute for international and Security Affairs. Nov 2014.

[19] Smith, J. L.: «Inscrutable OPEC?: Behavioral Tests of the Cartel Hypothesys». *The Energy Journal*, 26 (1). 2005.

[20] Término acuñado por Axelrod, Robert: «The Evolution of Cooperation». *New York. Basic Books*. 1984.

[21] Fattouh, B. «The Phases of Saudi Oil Policy: What Next». Presentation at the Department of Business, Energy & Industrial Strategy. Oxford Institute for Energy Studies. 2017.

el consumo de la población saudí de los niveles de precio alcanzados. Por eso en 2008 a un *shock* de demanda considerado temporal y vinculado a la crisis económica, AS respondió recortando producción y bajándola en 1 Mbds durante cuatro meses seguidos. La primavera árabe en 2011-12 y las sanciones a Irán produjeron un *shock* de oferta con caídas en la producción al que AS respondió, considerándolo también como temporal, aumentando la producción en 1,5 Mbds hasta el final de 2014[22].

Sin embargo, ante la caída de precios del crudo que comenzó en junio de 2014, después de cerca de tres años manteniéndose por encima de los 100 US$/bbl y que llevó el precio hasta los 48 US$/bbl a finales de ese año, la reacción fue distinta. Este desplome se ha considerado el inicio de una nueva época para los equilibrios de las relaciones geo-económicas internacionales: la época en que los hidrocarburos no convencionales irrumpieron en el mundo dando un nuevo y mayor peso económico a EE. UU. frente a la coalición de países productores de petróleo reunidos en torno a la OPEC. AS y los países productores se enfrentaron en este año a su dilema permanente, pero en un nuevo escenario y con nuevas consecuencias: si mantenían una política de producción alta y precios bajos, evitarían la entrada del crudo no convencional en los mercados internacionales, aunque vieran reducidos sus ingresos por exportación. Los costes de extracción del petróleo tradicional para AS resultan considerablemente menores a los del petróleo no convencional en EE. UU. Los costes directos de extracción se sitúan entre los 3 y los 5 US$/bbl[23], aunque es cierto que para valorar el precio «de reserva» de AS se debería tener en cuenta las partidas del presupuesto público, al menos las más imprescindibles, que se financian mediante los ingresos del petróleo. Si, por el contrario, decidían recortar producción, la elevación de precios incentivaría la producción de *tight oil* en EE. UU. y los productores tradicionales perderían mercado. El precio límite a partir del cual se considera que puede aumentar considerablemente la producción de crudo en EE. UU. se sitúa en por encima de los 70 US$/bbl[24]. Durante 2015, el precio del Brent continuó bajando hasta situarse por debajo de los 30 US$/bbl. Esta situación mermaba el poder de AS y de la OPEC en general[25], incluso hasta el punto de que se llegó a considerar que la Conferencia de Argel de septiembre de 2016 marcaría el fin de una de las organizaciones económicas más poderosas del planeta hasta ese momento. Ocurrió justo lo contrario y en la reunión siguiente, en diciembre de ese mismo año, la OPEC y otros países productores (entre ellos Rusia, México, Kazakstán y Sudán) firmaron una Declaración de Cooperación (DOC) con el fin de «garantizar un mercado de petróleo estable, en beneficio de productores y

---

22 Fattouh, B. Ibíd.

23 Westphal, K., M. Overhaus and G. Steinberg. «The US Shale Revolution ans the Arab Gulf States: The Economics and Political Impact of Changing Energy Markets». Stiftung Wissenchaft und Politik German Institute for International and Security Affairs. *SWP Reseasch Paper*. Nov, 2014.

24 Lex Opinion. «Opec: Shale not Hardy». *Financial Times*. Dec, 1. 2017.

25 Noél, Pierre: «Saudi Arabia Confronts de "New Oil Regime"». *The Survival Editor's Blog*. International Institute for Strategies Studies. April 17, 2018.

consumidores y revisar con regularidad a niveles técnicos y ministeriales el status de esta cooperación». Este acuerdo, consiste básicamente en un recorte de cuotas a repartir entre todos los productores, incluidos o no en la OPEC y del que se responsabilizan básicamente Rusia y AS como principales productores. El DOC se ha mantenido vigente durante 2017, 2018 y a finales de este último año se decidió mantenerlo al menos hasta el primer semestre de 2019.

En el periodo anterior a 2014, AS siguió en el seno de la OPEC una estrategia bipolar, escogiendo periódicamente entre maximizar sus ingresos mediante precios suficientemente altos y recortes en la producción o defendiendo su cuota de mercado mediante ampliaciones de esta. Esta estrategia ha tenido sentido cuando primaban consideraciones de corto plazo, como por ejemplo ocurría cuando ha dominado la percepción de que los desajustes entre oferta y demanda eran temporales. En los últimos años, sin embargo en la visión de AS han cobrado más peso las consideraciones de más largo plazo, teniendo en cuenta la necesidad de financiar sus inversiones en el sector del petróleo para mantener una capacidad ociosa fácilmente movilizable, buscando diversificar su base económica sentando las bases de una economía menos dependiente del petróleo y promoviendo políticas guiadas por la seguridad de suministro y por sus efectos sobre una oferta y demanda mundial condicionadas por el impacto sobre el mix energético global de las políticas dirigidas a combatir el cambio climático en el mundo[26].

Para afianzar e implementar esta visión de largo plazo en el seno de la OPEC+, los países productores necesitan hacer creíble en los mercados internacionales su voluntad de cooperar y afianzar la DOC en años futuros, a fin de procurar una estabilidad en precios y cuotas que les permitan adecuar el ritmo de transformación de sus economías a un cierto sostenimiento de sus ingresos mientras el conjunto del mundo avanza en la transformación energética[27]. Hacia este objetivo parecen haber apuntado las conclusiones de la conferencia de Viena de diciembre de 2018 de la OPEC, donde no sin dificultad se consiguió pactar un recorte de 1,2 Mbd durante los seis primeros meses de 2019.

En definitiva, a partir de 2014 AS ha seguido una nueva estrategia como productor de petróleo en respuesta a dos hechos: el desarrollo del *tight oil* de USA y la consolidación de las políticas de transición energética en los países occidentales. El terreno de la geopolítica, el boom de la producción de crudo en EE. UU. y la expectativa de una contención en la demanda de hidrocarburos está facilitando, en el seno de la OPEC+, la alianza del Reino con Rusia y acercándolo a Irán[28].

La política energética como herramienta geo-económica: la revolución del *tight oil*

[26] Fattouh, B. and A. SEN: «Saudi Arabia Oil Policy: More than Meets the Eye?». *Oxford Institute for Energy Studies*. Paper MEP 13. June 2015.

[27] Fattouh, B.: «Saudi Arabia: Shifting the Goal Posts». *Oxford Institute for Energy Studies*. Comment. February 2018.

[28] Bordoff, Jason: «This Isn't Your Father's OPEC Anymore». *Foreign Policy*. June. 28. 2018.

Durante estos últimos años, EE. UU. ha revolucionado el mundo energético mediante la implementación industrial de la extracción de gas y crudo utilizando técnicas no convencionales, convirtiéndose desde 2015 en el principal productor mundial de estos recursos energéticos[29]. Aunque hasta 2016, la producción de *shale gas* y *tight oil* en EE. UU. carecía de una orientación específica hacia la política exterior, con la llegada de la Administración Trump, se está impulsando como una herramienta que ayude a sostener la supremacía de los EE. UU. en el concierto de las naciones e incluso como un medio para sustentar el aislacionismo y la autosuficiencia energética de EE. UU. frente el exterior. Lo que ha cambiado no es la organización, la financiación o el contenido de la producción no convencional de hidrocarburos, sino la política exterior de EE. UU. que se ha vuelto defensora del unilateralismo y ha encontrado en esta técnica una justificación más del posibilismo y las ventajas de esta política. Mientras que la Administración Obama pretendía sostener un orden internacional de carácter liberal y multilateral, el nacionalismo económico de Donald Trump cuestiona el valor para los intereses particulares de EE. UU. de la cooperación internacional en el terreno económico y político: «America first». El unilateralismo necesita poner en valor las técnicas de producción no convencionales y proyectar este valor en la política exterior. El *tight oil* gana valor porque exportando sus técnicas de producción se puede conseguir una estabilidad en los precios del crudo que según la Administración Trump, resulta de gran ayuda a la industria de EE. UU.; en segundo lugar, porque unos EE. UU. autosuficientes permiten soportar una política exterior menos condicionada que en el pasado; y, en tercer lugar, porque las reservas estratégicas y la capacidad de exportar hidrocarburos no convencionales, podrían ser utilizadas para ayudar a naciones amigas en caso de una situación internacional de crisis energética[30].

Así pues, la aparición del *tight oil* ha convertido a EE. UU. en un país autosuficiente en el uso de recursos energéticos primarios, aunque, desde el punto de vista de su relevancia geo-económica, su influencia sobre los niveles internacionales de precio no es directa, puesto que tiene lugar a través de su efecto en las estrategias de variación de la producción de los países productores con capacidad para ajustar cantidades de producción con destino a los mercados mundiales y, en particular, de AS.

Como ya se ha comentado, la producción no convencional de EE. UU. ha condicionado la respuesta de los países productores agrupados o no en la OPEC a la caída de precios de 2014 y 2015, así como la posición de Rusia ante la UE que también se ha visto afectada por la aparición del *shale gas*. En este conjunto de respuestas,

---

[29] Energy Information Administration. «United States Remains the World's Top Producer of Petroleum and Natural Gas Hydrocarbons». *Today in Energy*, 21 May, 2018, https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=36292.

[30] Rossbach, Niklas: «Energy and the Future of US Primacy: The Geostrategic Consequences of the Shale Revolution». En *Geo-Economics and Power Politics in the 21st Century: The Revival of Economic Statecraft*. Edited by Mikael Wigell, Sören Scholvin and Mija Aaltola. Routledge, julio, 2018.

AS ha mantenido un papel de liderazgo como país con mayor cantidad de reservas ociosas[31]. Los movimientos de precios en los mercados internacionales de crudo están influidos por la capacidad para movilizar rápidamente la capacidad ociosa y no tanto por su nivel de producción. En este sentido, AS tiene una fuerte ventaja frente a EE. UU. pues no solo es el país con mayor cantidad de reservas ociosas, sino que además es el que más rápidamente y a un menor coste puede movilizarlas. Se estima que la capacidad ociosa de la OPEC ha reducido a la mitad la volatilidad de los precios del petróleo en lo últimos años[32].

Hay dos factores que limitan la influencia del petróleo no convencional producido por EE. UU. en los precios de los mercados internacionales. El primero se refiere a las características institucionales de la producción, en particular a la forma de propiedad de las empresas energéticas en EE. UU. A diferencia de países como Noruega, Rusia y Arabia Saudí, en EE. UU. las empresas que se dedican a la extracción de recursos energético son empresas privadas y no están bajo el control estatal. Un sector configurado por multitud de empresas privadas adopta decisiones de manera muy diferente a como lo hacen empresas concentradas y públicas y su uso como herramienta geoeconómica de poder es muy diferente. El segundo es que la propia tecnología utilizada, es más rígida y menos flexible que la convencional que cuenta con una capacidad ociosa susceptible de ser movilizada a bajo costes. En particular, esta dificultad para aumentar y reducir producción en cortos periodos de tiempo hace que EE. UU. tenga muy difícil ser un productor «swing» global capaz de amenazar el poder de la OPEC, y por tanto de Arabia Saudí, en los mercados internacionales[33].

En consecuencia, el punto de vista de que la revolución del *shale gas* y del *tight oil* en EE. UU. desestabiliza y daña la base ingresos de los países productores y, en especial, de los denominados *Gulf Cooperation Countries* (GCC) debe ser debidamente matizada. Más que un impacto directo sobre los precios, la influencia de la aparición del petróleo no convencional en EE. UU. ha sido se ha producido al incrementar la presión competitiva entre los países productores, como consecuencia que las menores importaciones de crudo del mercado estadounidense han reducido sustancialmente el tamaño total del mercado.

Como afirma Bassam Fattouh, analista del *Oxford Institute for Energy Studies*: «La idea de que retener hoy reservas de crudo en el subsuelo conduce a mayores precios en el futuro necesita ser evaluada críticamente»[34].

---

31 Johnson, Keith: «Why American Oil Hasn't Been a Total Game Changer.» *Foreign Policy*, november 14, 2018.

32 Pierru, Axel *et al.*, «OPEC's Impact on Oil Price Volatility: The Role of Spare Capacity». *Energy Journal*, Vol. 39, No. 2, March 2018, p. 173-196, https://web.a.ebscohost.com/ehost/pdfviewer/pdfviewer?vid=0&sid=48de64de-0a79-4e6c-8ea5-48a81047ac06%40sessionmgr4008.

33 Bordoff, Jason E. «Congressional Testimony Before the Committee on Energy and Natural Resources». *United States Senate snd Session*, 115th Congress. July 24, 2018.

34 Fattouh, Bassam: «Arab Oil Exporters' Diversification Strategies in the Context of the Energy Transition». *Oxford Institute for Energy Studies*. Eleventh Arab Energy Conference, Morocco, October 2018.

Esta limitación del *tight oil* para afectar sustancial y directamente los precios internacionales del crudo lleva Bordoff a afirmar en su testimonio de julio de 2018 ante el senado de EE. UU, que si el Gobierno quisiera utilizar la política energética como herramienta geoeconómica la mejor alternativa sería reducir la demanda interna en el uso del petróleo y no buscar, como está haciendo la Administración Trump, una política continuada de precios bajos del crudo por parte de la OPEC+. La mayor fuerza en política internacional de los EE. UU no es exportar sus recursos energéticos no convencionales, si no reducir su dependencia interna de los combustibles fósiles y facilitar e impulsar la transición a una economía no dependiente de los mismos y hacerlo a un ritmo y en unas condiciones que resulten compatibles con que los países exportadores de petróleo se sumen a esta transición. Esta, defiende Bordoff, parece ser la mejor estrategia geo-económica actual.[35]

La amenaza para las cuentas públicas de AS no proviene tanto del *tight oil* como de una reducción en las expectativas de uso del petróleo y de una caída de los precios internacionales del mismo. Una demanda internacional decreciente con expectativas de un posible pico para la década próxima provoca una desvalorización acelerada de las reservas de crudo y AS es el país con mayores reservas conocidas y que se mantienen ociosas a la espera de ser utilizadas. El valor de la prima de escasez aplicable a la valoración de estos recursos ociosos, que ha jugado hasta el momento un papel fundamental en los intentos de estabilizar el nivel de precios desde el lado de la oferta, se está devaluando. Pero también es cierto que, puesto que resulta imprescindible que la exportación de crudo siga produciendo rentas para abordar las inversiones necesarias en diversificar la economía, un ritmo elevado de monetización de las reservas sería suicida para AS. Por eso, más que los cambios en el panorama energético de EE. UU., son los factores domésticos que afectan a la ralentización del éxito en la diversificación de sus economías y el de ampliación de su base económica, junto a la ineficiencia de sus políticas energéticas internas, lo que constituye la principal amenaza para sostener la relevancia y el peso de los GCC en la economía mundial[36].

Como se comenta más a adelante, las consecuencias geopolíticas de una geoeconomía apoyada en el impulso al consumo de fuentes energéticas renovables alternativas a los combustibles fósiles reforzarían las políticas de diversificación para AS y se alinearían con la pacificación de la zona y con la limitación de amenazas como el terrorismo, la guerra del Yemen y el programa nuclear de Irán.

---

35 Bordoff, Jason E. Ibíd. 2018.

36 Fattouh, Bassam and Ramatallah Poudineh: «The Rise of Renewables and Energy Transition: what Adaptation Strategy for Oil Companies and Oil-exporting Countries?». *Oxford Institute of Energy Studies Paper: MEP* 19. May 2018.

La amenaza o la oportunidad de la transición energética para los países productores de petróleo

Por transición energética se entiende un cambio en los combustibles o las tecnologías de mayor uso en un sistema energético, así como en las prácticas sociales de consumo y transformación de la energía que predominan en ese sistema[37]. Más en particular y según el *Global Energy Assesment* un futuro sostenible requiere la transformación de los sistemas energéticos actuales en otros con: (i) mejoras sustanciales en la eficiencia energética, especialmente en su uso final; y (ii) un mayor recurso a fuentes renovables y sistemas energéticos avanzados con captura y almacenamiento de las emisiones de carbono para combustibles fósiles y biomasa[38]. La Agencia Internacional de la Energía (AIE) considera que la transformación energética se refiere a la transición a un sector energético profundamente descarbonizado como el definido en su *Sustainable Development Scenario*, recientemente incorporado a los escenarios considerados en el *World Energy Outlook* anual. Este nuevo escenario consiste en alcanzar simultáneamente tres objetivos: estabilización del cambio climático en línea con los objetivos establecidos en la Conferencia de París de 2015, un aire más limpio y el acceso universal a una energía moderna.

La conferencia de París celebrada bajo el impulso de la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático y conocida como Conferencias de las Partes o COP-21, determinó un punto de no retorno que se ha mantenido mayoritariamente en las sucesivas conferencias del G20[39] celebradas desde entonces. El objetivo es la coordinación internacional de políticas públicas dirigidas a descarbonizar la economía mundial para 2050 y reducir el calentamiento global muy por debajo de los 2 °C. Los 195 países firmantes acordaron abordar políticas con el fin de mantener el incremento de la temperatura media mundial muy por debajo de los 2 °C con respecto a los niveles preindustriales, tratando que el incremento se situara en 1,5 °C. Este Acuerdo entró en vigor en noviembre de 2016. A pesar que el presidente Trump anunció el 1 de junio de 2017 que EE. UU. abandonaba el Acuerdo, las cumbres del denominado G20[40] celebradas en Pekín (China) en 2016, Hamburgo (Alemania) en 2017 y en Buenos Aires (Argentina) en 2018, han evidenciado el compromiso del resto de países reunidos en torno al G20 para alcanzar una implementación plena del Acuerdo de París

[37] Sovacool, Benjamin K. «How Long Will it Take? Conceptualizing the Temporal Dynamics of Energy Transitions». *Energy Research and Social Science* 13 (2016) 2010-215. Elsevier.

[38] Global Energy Assesment: «Towards a Sustainable Future». *International Institute for Applied Systems Analysis*. 2012. Cambridge University Press.

[39] Los miembros del denominado G20 incluyen la Unión Europea y 19 países: Argentina, Australia, Brasil, Canadá, China, Alemania, Francia, India, Indonesia, Italia, Japón, México, la Federación Rusa, Arabia Saudí, Africa del Sur, República de Korea, Turkía, Reino Unido y Estados Unidos.

[40] G20: «Construyendo un Consenso para un Desarrollo Equitativo y Sostenible». Declaración de Líderes del G20. Argentina. diciembre de 2018.

que «refleje las responsabilidades y capacidades que correspondan, de acuerdo con las circunstancias particulares de cada país».

Tres años después de la Conferencia de París, en 2018, las emisiones de CO_2, han alcanzado su record histórico con un crecimiento anual, para el mundo en su conjunto, en torno al 2%. Para cumplir con los objetivos de descarbonización establecidos en la Conferencia, las emisiones totales de CO_2 en el mundo deben comenzar a disminuir a partir de 2020. El esfuerzo mayor, en cuanto a reducción de emisiones, se debe producir en el periodo 2030-40, con el fin de alcanzar para 2050 un mundo prácticamente descarbonizado. Lo cierto es que tras una contención en el crecimiento de las emisiones entre 2014 y 2016, el crecimiento económico de 2017 volvió a vincularse al uso de carbón e hidrocarburos, haciendo que las emisiones aumentaran en conjunto un 1,6%. Pese a estos crecimientos en 2017 y 2018, gran parte de la comunidad científica es optimista y piensa que el control de las emisiones, limitando el uso del carbón y los hidrocarburos como combustibles, junto a los avances tecnológicos orientados a reducir el coste del almacenamiento de energía y por tanto a facilitar la mayor utilización de los vehículos eléctricos, permitirían a las Partes firmantes del Acuerdo incluso a ser más exigentes y asumir objetivos de elevación de la temperatura por debajo de los 2 °C llegando a 1,5 °C[41].

Son múltiples los modelos analíticos de simulación que tratan de explorar los distintos caminos y escenarios para abordar la transición energética y considerar, a partir de ellos, sus efectos sobre el *mix* energético y sobre la geoeconomía de petróleo. Estos modelos suelen ser de dos tipos: de «backtesting», que definen primero el mundo que se pretende alcanzar en un horizonte de tiempo y lo enlazan con la situación actual, describiendo uno o varios caminos posibles, y los de «forecasting» que, en base a la información histórica existente, tratan de anticipar e ilustrar lo que puede ocurrir en el futuro si se adoptan determinadas políticas. Las diferencias entre unos y otros resultan muy significativas, sobre todo por el peso de los combustibles fósiles en el mix de energías primarias durante este periodo de transición.

Entre los modelos de «backtesting» más difundidos se encuentra el ya mencionado *Sustanaible Development Scenario* utilizado por la *International Energy Agency* e incorporado a su *World Energy Outlook* de 2018. Este escenario diseña un enfoque integrado de cumplimiento de los objetivos internacionales de cambio climático, calidad del aire y acceso universal a una energía moderna. En él se anticipa un pico en la demanda de crudo para los próximos años y una caída después hasta aproximadamente 70 Mbds para 2014. El peso de los hidrocarburos (crudo y derivados, gas natural y carbón) en la oferta global de fuentes energéticas solo disminuirá marginalmente en los próximos años, pasando del 81% actual al 74% en 2040. Para algunos analistas, más probable que un pico, parece ser la aparición de una plataforma con crecimiento muy bajo, prácti-

[41] Figueres, Ch. «Emissions Are Still Rising: Ramp up the Cuts». *Comment. Nature*. Vol 564. Dec 6, 2018.

camente nulo, durante un conjunto de años, hasta iniciar una suave rampa de descenso. La magnitud de la demanda actual, así como el uso del petróleo para producciones industriales de materiales diversos no combustibles, soportarían esta tendencia[42]. En cualquier caso, la incierta cuantificación de la descarbonización en Asia (China, India e Indonesia básicamente) y el perfil temporal de su consecución, es clave para construir estos escenarios.

Los modelos tipo «forecasting» anticipan un fuerte desarrollo de la generación mediante fuentes renovables para los próximos años, en línea con la implementación de políticas incentivadoras a partir de la situación actual, pero ninguno anticipa un «surpasso» que lleve a que estas energías, dentro del conjunto de fuentes primarias de energía, pesen más que las provenientes de hidrocarburos durante este periodo de transición[43]. Consecuentemente los objetivos de París se cumplen difícilmente en estos modelos de «forecasting».

Todos estos modelos son ilustrativos, pero escasamente predictivos. A diferencia de lo ocurrido en los principales cambios históricos ocurridos, el conjunto de cambios que incluidos en la transición energética está siendo impulsado y coordinado básicamente desde políticas de intervención pública. Ninguno de los escenarios posibles está predeterminado y la acción conjunta de gobiernos, empresas y ciudadanos para abordar estos cambios será determinante y tendrá que ser especialmente intensa. Además deberá ser global y producirse en paralelo y simultáneamente en el conjunto de las áreas geográficas del mundo.

La globalización e interrelación de las distintas áreas geo-económicas del mundo energético se ha reforzado durante las últimas décadas como consecuencia, sobre todo, del aumento de la demanda asiática. Los incrementos de producción en los países productores, ante la disminución de las importaciones por parte de EE. UU. motivadas por la mayor producción no convencional, se ha orientado fundamentalmente hacia Asia, y así se espera que siga ocurriendo en el futuro inmediato. Este flujo de fuentes de energía hacia Asia está conduciendo a un mundo mucho más interdependiente en términos energéticos, a pesar de la mayor autosuficiencia energética de los EE. UU. Pero con todo, es la transición energética y el desarrollo de las energías renovables lo que junto a la electrificación de la economía pueden provocar los mayores cambios en el mapa geo-económico actual.

Como se analiza en el estudio reciente elaborado con la colaboración de varios centros universitarios de EE. UU. y Noruega[44], uno de estos cambios será el derivado de los materiales requeridos por la sustitución, en el conjunto de energías

---

42 Stanley, A. J. and S. Ladislaw: «The Future of Oil Demand: Peak, Plateau or Plummet». *Center for Strategies and International Studies*. Whasington. July 16. 2018, https://www.csis.org/analysis/future-oil-demand-peak-plateau-or-plummet.

43 O'Sullivan, Megan *et al.*: «The Geopolitics of Renewable Energy». *Working Paper*. Columbia/SIPA. Center on Global Energy Policy; Harvard Kennedy School. Belfer Center; Norwegian Institute of International Affairs. June 2017.

44 O'Sullivan, Megan *et al.*: Ibíd.

primarias, de las técnicas de generación que recurren a combustibles fósiles por otras que utilicen fuentes renovables. En los próximos años, el uso (y por tanto las exportaciones) del petróleo como fuente primaria de energía, dependerá de la velocidad que adquiera la transición energética; esto es, de la rapidez con que vayan sustituyéndose las energías fósiles por energías renovables. La producción industrial actual emisora de gases contaminantes será sustituida por otros métodos de producción más limpios y, en general, los usos y costumbres de una sociedad con elevados niveles de emisiones contaminantes, deben dar paso a otros usos y costumbres que resulten sostenibles desde el punto de vista medioambiental. Los avances tecnológicos y el alineamiento de costes de las instalaciones de generación fotovoltaicas y de viento han hecho madurar a estas tecnologías en las últimas dos décadas. Incluso en los escenarios de mantenimiento de las políticas actuales elaborados por la AIE, en los próximos años las renovables y carbón intercambiarán su peso en el mix energético. La generación de origen renovable pasará del 25% actual al 40% en 2040 y el carbón seguirá justo el camino contrario[45]. Bajo estos escenarios, materias primas como el litium, el cobalto y el indium pueden dar lugar a nuevas organizaciones de países productores tipo cartel, con fuerza similar en los costes de inversión a la desempeñada por la OPEC en los precios del crudo en las últimas décadas.

En segundo lugar, la geoeconomía actual del petróleo se verá afectada por los avances de lo que ha venido en denominarse la electrificación de la economía; esto es el uso de la electricidad para la movilidad y el transporte terrestre y para la generación de calor y frío. Aproximadamente el 80% de la energía final consumida en el mundo en 2015 proviene del transporte y de la generación de calor que, a su vez, utilizan para ello un 65% y un 70% de fuentes energéticas primarias de origen fósil. La capacidad de la industria tradicional para adaptarse a estos cambios o la irrupción de nuevas empresas utilizando las tecnologías adecuadas provocarán desplazamientos geográficos en las localizaciones industriales y en las rentas que llevan asociadas. Habrá unos segmentos de población y unos países, perdedores y otros ganadores en estos movimientos distributivos. Los movimientos de rentas y riqueza las variaciones en la desigualdad de su distribución generarán obstáculos y resistencias a la transición. Un ejemplo evidente es lo vivido por la sociedad francesa durante el otoño-invierno de 2018. La denominada revolución de los chalecos amarillos se inicia como una respuesta a la subida en los impuestos al fuel-oleo con el fin de avanzar en la transición energética y precisamente en un país, como Francia, que desde una posición de desarrollado económico y social quiere ejercer un liderazgo claro en la transición a una economía baja en emisiones. Como anticipan estas reacciones, pasar de las promesas a la acción anticipa cambios geo-económicos profundos y no va ser tarea fácil[46].

---

45 International Energy Agency: «World Energy Outlook. 2018». OECD/IEA, 2018.

46 Ladislaw, S. «Who Cares about France's Energy Transition?». *Commentary. Center for Strategic and International Studies*. Washington, Nov. 28, 2018.

En tercer lugar, porque el impulso sin precedentes a la eficiencia energética, tanto en la industria como en los servicios y en la vida doméstica, aunque tenga raíces locales, debe abordarse de manera global, conjunta y multilateral. Según la Agencia Internacional de la Energía (AIE), la eficiencia energética es el principal combustible que puede hacer a la transición energética accesible, rápida y beneficiosa para el conjunto de las economías y la califica como la «piedra angular para una transición a un futuro energético más limpio, más seguro y más sostenible». En los modelos de simulación utilizados por la AIE, la eficiencia energética aporta el 35% de los ahorros acumulados en las emisiones de CO_2 en 2050[47]. Para que los gobiernos y sectores públicos de los países comprometidos aborden la implementación de políticas orientadas a estos objetivos, parece imprescindible reforzar el multilateralismo y las instituciones de gobierno global, así como encontrar los sistemas de incentivos y penalizaciones políticas y económicas que eviten efectos y costes asimétricos entre los países comprometidos. El desarrollo de la eficiencia energética, junto a la localización de las fuentes de nuevos materiales y los efectos geográficos en la distribución de la renta y la riqueza, no solo alterará las relaciones geo-económicas actuales, sino que de no ser abordado conjuntamente generará o consolidará nuevas desigualdades imponiendo un freno importante al proceso de transición.

En cuarto lugar, las redes eléctricas, las interconexiones internacionales y las *utilities* tradicionales pueden o bien adaptarse a la evolución de la generación distribuida poniendo en valor nuevas economías de escala con precios que se adapten a un mundo de costes marginales prácticamente nulos o pasar a sumergirse en la piscina de los «costes hundidos» dejando su lugar a nuevas instituciones o empresas muy diferentes de distinto tamaño y localización. El ritmo de depreciación económica de los activos que vayan quedándose obsoletos y de adaptación de los que vayan renovando o regenerando su valor actual también puede resultar diferente en las distintas áreas geoeconómicas.

Considerando todos estos movimientos y sus posibles frenos, la previsible caída o contención en la demanda de combustibles fósiles que la transición energética traerá asociada resulta bastante incierta. Sin duda alguna, las demandas mundiales de carbón, crudo y gas se verán afectadas según avance la transición energética. Pero la intensidad de estos efectos dependerá de que la transición sea más o menos rápida o más o menos lenta. Y la velocidad de la transición energética es una de las principales incógnitas o incertidumbre a la que en estos momentos se enfrenta el mundo en general y los países productores de petróleo en particular.

La transición será relativamente rápida si la cooperación internacional, el impulso político e ápida si la cooperacápida ión institucional, los avances tecno-

[47] International Energy Agency: «Perspectives for the Energy Transition: The Role of Energy efficiency». OECD/IEA, 2018.



Fuente: Traducción propia de FATTOUH, B.: "Arab Oil Exporters' Diversification Strategies in the Context of Energy Transition". Oxford Institute for Energy Studies. Eleventh Arab Energy Conference, Morocco, October 2018.

Figura 2

lógicos y la seguridad y rentabilidad de los proyectos particulares de inversión encuentran pocos obstáculos. Será lenta si la recuperación de las inversiones realizadas en el pasado, la inercia tecnológica y económica contra la sustitución de viejos combustibles por nuevos, el coste social y económico de los efectos redistributivos y el sesgo al *statu-quo* de las instituciones actuales pesa más y atemperan el ritmo de cambio. Parece difícil en estos momentos avanzar conclusiones acerca de la que factores serán preponderantes y de cuál será la velocidad de transición[48] en las distintas áreas geoeconómicas y en particular en los países productores de petróleo.

En todo caso, las incertidumbres que rodean la velocidad de la transición, refuerzan las posibilidades de un tiempo de adaptación suficientemente para reforzar la cooperación entre los países productores de petróleo y, dentro de ellos, entre sus instituciones políticas y sus colectivos sociales. Además de la cooperación de países productores, la cooperación doméstica y entre países geográficamente próximos parece imprescindible para que la diversificación de las economías de aquellos avance a un ritmo paralelo al de la transición energética y supere los obstáculos de las desigualdades actuales. En definitiva, la incertidumbre en la velocidad de la transición energética permite avanzar en opciones de cooperación que ayuden a los países del área *Middle East and North África* (MENA) a no quedarse atrás. En particular, y considerando el papel de AS como «market manager»[49] en esta área geo-económica, la cooperación parece imprescindible:

1. Para evitar la política suicida de competir por la cuota de mercado y buscar una monetización rápida de las reservas, ante las expectativas de contención

[48] Fattouh, Bassam. Ibíd. Oct. 2018.

[49] Fattouh, Bassam: «Saudi Arabia: "Shifting the Goal Posts"». *Oxford Energy Comment*. February 2018.

de la demanda de crudo a medio plazo, lo que parece se está consiguiendo tras la DOC de la OPEC+; y

2. Para conseguir la adaptación de las redes y el reforzamiento de las interconexiones requerido por el mayor uso de renovables.

La diversificación económica y la Visión 2030

AS ha sido un país que tradicionalmente ha seguido prácticas de «estado-rentista» con una estructura económica interna condicionada por su peso en el mercado mundial de crudo. La falta de transparencia, una enorme burocracia y una no desdeñable corrupción constituyen la otra cara de una economía próspera y de un sector público que para financiarse no requiere prácticamente de impuestos. Los recursos obtenidos de la exportación del petróleo han resultado más que suficientes para financiar el crecimiento económico. El Producto Nacional Bruto de AS es actualmente veinte veces superior al del año 1970. Una persona nacida hoy en AS tiene una esperanza de vida 22 años superior a la que tenía un compatriota que hubiera nacido en 1970 y acceso a unas infraestructuras (escuelas, carreteras, hospitales y redes de comunicación) que no existían hace cuarenta y cinco años[50]. Esta dependencia económica de las rentas obtenidas de la exportación de petróleo y gas por el reino saudita sujeta la totalidad de su economía a los vaivenes que a corto y largo plazo pueda tener el mercado del petróleo y sus precios.

Tras la caída de precios de 2014 y las nuevas estrategias adoptadas por AS en el seno de la OPEC+, en 2015, un grupo de expertos bajo el patrocinio del príncipe MBS emitió el informe titulado «Vision 2030» con el fin de proponer un plan de acción para acceder a una sociedad con una estructura económica diversificada y adaptada a la transición energética. Este ambicioso plan marcaba como objetivo triplicar las rentas provenientes de fuentes ajenas al petróleo para 2030 y generar más de 450.000 puestos de trabajo en el sector privado antes de 2020. El eje de este plan era un amplio crecimiento en el uso de energías no contaminantes. Según Visión 2030, el Reino espera comisionar una planta nuclear de 3,2 GW para 2027 y dos pequeños reactores de 120 MW cada uno para 2023. En ese mismo año espera contar ya con 9,5 GW instalados de generación solar y eólica. Para ello se anuncia que invertirá entre 20 y 50 MM de US$ en renovables hasta 2023. Además, anunciaba la reforma de la Administración, la creación de nuevos ministerios (Energía, Industria y Recursos Minerales y Medioambiente, Agua y Agricultura) y la privatización de ARAMCO para obtener recursos.

En el encabezamiento de su introducción, el documento *Visión 2030* rezaba con gran optimismo: «El Reino de Arabia Saudí ha sido bendecido con muchos activos valiosos. Nuestras ventajas geográficas, culturales, sociales, demográficas

[50] International Energy Agency: «Outlook for Producer Economies: 2018». *World Energy Outlook Special Report*. 2018.

y económicas nos han permitido tener una posición de liderazgo en el mundo»[51]. Pero, pese a estas bendiciones iniciales, el futuro del programa no es sencillo. En el momento de su presentación pública en el verano de 2016, el precio del crudo se encontraba estabilizado en torno a los 50 US$/bbl tras haber visto precios inferiores a los 30 US$/bbl en febrero de ese año. La economía del país no pasaba por sus mejores momentos, pues los bajos precios del petróleo habían dañado las cuentas públicas y la presión demográfica estaba impulsando el consumo energético interno, la inflación y el paro. En estas circunstancias no muy favorables, pero con un capital político poco desgastado dado el reciente ascenso al trono del rey Salam, su hijo el príncipe de la Corona MBS, respaldó la elaboración y publicación del informe.

Aunque el documento señalaba tres pilares fundamentales sobre los que fundamentar la transformación de la economía saudí y su diversificación (su liderazgo religioso como país de las Dos Mezquitas, su capacidad inversora y su localización estratégica entre Asia, África y Europa), en su nacimiento, las esperanzas de su implementación quedaron fortalecidas por el apoyo político y el soporte financiero con el que arrancaban los nuevos dirigentes saudíes. El príncipe MBS, hijo del rey Salam de 80 años que había accedido al poder en 2015, es quien representó en estos años la imagen de una sociedad que quería modernizarse, diversificarse y conseguir una economía nacional que rompiera sus lazos de exclusividad con el petróleo. En un principio contó con la oposición de los sectores más conservadores y tradicionales de la sociedad, pero con el apoyo de la juventud. Como afirmaba el analista de la *Brookings Institution*, Adel Abdel Ghazar antes del asesinato del periodista Khashoggi, «solo el tiempo dirá si el príncipe MBS tiene la paciencia o aptitud para una transformación del Reino lenta y sostenida»[52]. Desde entonces hasta el asesinato del periodista del *Washington Post*, gran parte del capital de respaldo con que nació *Vision 2030*, se había ido gastando sin los resultados y avances esperados.

La financiación de la diversificación se preveía aportar principalmente por el *SA Public Investment Fund* (PIF), establecido en 1971, que se incrementaría con la venta del 5% de las acciones de SA ARAMCO y que en la actualidad cuenta con más de 250 US billions $ en activos. La privatización de ARAMCO aportaría unos 300 US billion $ que junto a la inversión privada internacional darían soporte a los más de 500 US billion $ requeridos inicialmente por el proyecto de la ciudad de Neom el «Proyecto Mundial más ambicioso. Una nueva tierra construida con el propósito de encontrar una nueva forma de vida». Una ciudad construida desde cero en la rivera del Mar Rojo para alcanzar el liderazgo geo-estratégico en sostenibilidad, nuevas tecnologías, servicios financieros, turismo y deportes, diseño y construcción y educación y bienestar.

El arranque inicial del programa *Visión 2030* fue inmediata. Como parte de este, el Ministerio de Trabajo Saudí intensificó el programa Nitaqat iniciado en 2011

[51] Kingdom of Saudi Arabia: «Vision 2030». April 2016. Disponible en http://vision2030.gov.sa/en.
[52] Ghafar, A. A. «A New Kingdom of Saud?». *Cairo Review* 28. 2018.

con el fin de garantizar la «sauditizacion» del empleo en el sector privado, exigiendo a las empresas mantener, al menos, un 30% de trabajadores saudíes en su plantilla. En experiencias análogas anteriores puestas en marcha desde mediados de los 90 se habían conseguido escasos éxitos debido a las innumerables excepciones con que se aplicaban los programas, que exigían en principio aumentos anuales del 5% en la contratación de saudíes hasta alcanzar el 50% para el conjunto de la economía. Este límite, en 2006, se redujo al 30% para el conjunto de la economía, al 20% en el sector industrial y al 5% para contratos de operación y mantenimiento. El documento Vision 2030 también marcó como objetivo incrementar la participación de la mujer en el mercado de trabajo del 22 al 30%.

Ante el momento que atravesaba el mercado de petróleo en 2016, con la consolidación del *tight oil* en EE. UU. y unos precios relativamente bajos, era muy difícil que AS abordara estos cambios a un ritmo rápido, rompiendo su dependencia económica casi exclusiva del petróleo. En todo caso, estos deseos de avanzar en una política de diversificación imponían reclamar en el seno de la OPEC el apoyo cooperativo y conjunto de los productores con el fin de digerir la irrupción del *tight oil* y estabilizar el precio frente a posibles posiciones unilaterales que impulsaran una dinámica competitiva y suicida para ganar o mantener cuotas de mercado[53].

A las incertidumbres provenientes de la transición económica, la irrupción del crudo no convencional y la situación interna en 2016, hay que añadir en ese año las provenientes de la política exterior de EE. UU. y, en particular el debilitamiento de sus relaciones con EE. UU. donde la Administración Obama estaba forjando un nuevo equilibrio en la región. El abandono de Mubarak, aliado saudí en Egipto, la apatía mostrada en el apoyo a Bahraim durante las protestas contra la monarquía y, sobre todo la firma del tratado nuclear con Irán, eliminando gran parte de las sanciones económicas hasta entonces vigentes, reforzaban esta incertidumbre en las relaciones con EE. UU. Esta incertidumbre elevaba el coste de iniciar con prontitud e ímpetu unas reformas económicas que requerían de un espíritu cooperativo y una cierta estabilidad política en el mundo en general y en la zona MENA en particular.

Este ritmo lento inicial no parece haberse acelerado después de 2016. Desde que se hiciera público el programa *Vision 2030*, han pasado muchas cosas y la mayor parte de ellas han incrementado la incertidumbre inicial. La Administración Trump ha accedido al poder y modificado nuevamente la política exterior de EE. UU., los precios del crudo que se recuperaron hasta los 80 US$/bbl a principios de octubre de 2018, han descendido hasta los 60/50 US$/bbl de noviembre anunciando volatilidad para 2019, y la velocidad de la transición energética ha seguido siendo una incógnita mientras que las amenazas del cambio climático son cada vez más firmes e inmediatas.

[53] Fattouh, Bassam and Amrita SEN: «Saudi Arabia's Vision 2030, Oil Policy and the Evolution of the Energy Sector». *The Oxford Institute for Energy Studies*. July 2016.

Cierto es que, si la transición energética no resulta especialmente rápida, no hay contradicción entre el sostenimiento de rentas provenientes de la exportación de petróleo y la promoción de energía renovables en los países productores, ya que el uso interno de la energía producida por una nueva generación no emisora de gases contaminantes, dejará más espacio para la exportación de crudo coadyuvando así a la financiación de la transición interna[54].

Desde 2016 hasta 2019, bajo estos condicionantes, se ha avanzado más bien poco en la transformación de la economía real de AS. Pero a la espera de una cierta estabilidad en los mercados de petróleo, al menos se ha avanzado en identificar las principales restricciones, unas internas y otras externas, que ha de enfrentar AS para conseguir una diversificación de su economía y encontrar así su lugar en la nueva geoeconomía de un mundo que camina hacia la descarbonización a un ritmo desconocido, con una fuerte demanda energética de origen asiático y un EE. UU., en franco abandono del multilateralismo y prácticamente autosuficiente en términos energéticos.

Las dificultades de una adaptación económica y social de AS a la transición energética

Las dificultades de dar soporte a la diversificación

Cuando la incertidumbre económica se hace mayor, el papel del estado suele incrementarse y los inversores privados tienden a no ejercer opciones prefiriendo mantenerlas abiertas en el tiempo. Escogen no invertir y esperar. Si la transición energética trajera como consecuencia una bajada suave en la demanda y por tanto en los precios del crudo, tal y como recogen algunos escenarios de la IEA, los países productores de petróleo verían sus rentas reducidas de aquí a 2040, en unos siete trillones de US$, con respecto a las que obtendrían en escenarios continuistas[55]. Los efectos de estos escenarios sobre los déficit comerciales, los déficit públicos y el valor de las monedas resultarían dramáticos y dificultarían, en un círculo vicioso difícil de romper, el apoyo a la transición desde estos países, solo posible mediante una diversificación compatible con el sostenimiento de los actuales niveles de vida.

El peso del sector público en AS puede ayudar a diseñar y aplicar los incentivos adecuados para que los programas de diversificación se acompasen al ritmo al que evolucione la disminución del uso interno de combustibles fósiles, por ejemplo en áreas como educación y mercado de trabajo. Pero esta adecuación de ritmos en las políticas públicas puede mostrar también ciertas contradiccio-

[54] Fattouh, B., R. Poudineh and R. West: Ibíd.

[55] International Energy Agency: «Outlook for Producer Economies. 2018. What do Changing Energy Dynamics Mean for Major Oil and Gas Exporters?». *World Energy Outlok Special Report*. OECD/IEA, 2018.

nes si no se acompaña de transformaciones más radicales. Hay quien defiende que un sistema energético descarbonizado, apoyado en generación renovable y distribuida, solo es posible cuando se consolidan modelos sociales y políticos alternativos a los poderes centrales establecidos que dan soporte a los actuales sistemas energéticos[56]. La diversificación a una economía descarbonizada, en tal caso, solo se consolidaría bajo entornos sociales descentralizados, con mercados en competencia e instituciones sociales redistributivas.

El entorno geopolítico y geo-económico de la región

AS e Irán mantienen desde hace años un fuerte enfrentamiento político al competir por el dominio y la influencia en otros países musulmanes y árabes. La autocracia saudita acusa a Irán de intentar dominar al resto de países del Golfo: Líbano, Gaza, Yemen y Afganistán; todos ellos de mayoría sunita como Arabia Saudí. Irán, mayoritariamente chiita, acusa a la monarquía saudí de ser agente y colaborador de los gobiernos de EE. UU. e Israel en la Zona. Esta es una pugna por el liderazgo del mundo árabe entre sunitas y chiitas que nos remonta a tiempos del profeta Mahoma. Unos y otros conciben el legado del Profeta de manera radicalmente diferente. En nuestros días, aunque los chiitas respaldaron en la guerra del Líbano a Hezbolá, la mayor parte de los grupos terroristas islámicos se han confesado sunitas. Sin embargo, curiosamente, tanto AS como Irán han identificado al Estado Islámico como enemigo común.

Poco después de la firma del Plan de Acción Integral Conjunto sobre el programa nuclear de Irán en 2015, AS se embarcó en una escalada armamentista sin precedentes tendente a modificar el equilibrio militar en Oriente Medio. En 2015 el presupuesto militar de AS superó al del Reino Unido y al de Francia con el objetivo de, en pocos años, desplazar a Egipto como el ejército más poderoso del mundo árabe[57].

Esta política de fuerte gasto militar orientada a reforzar su papel en Oriente Medio supone un lastre importante para el avance en la política de diversificación económica anunciada en 2016 después del desplome de los precios del crudo y tras los años «dorados» de 2011 a 2014 para el presupuesto saudí, cuando los precios se mantenían en el entorno de los 100 US$/bbl. La desescalada militar y la pacificación de la zona, en particular el poner fin a la guerra del Yemen, resultan una condición necesaria para abordar las inversiones que requiere la dinamización interna y la transformación de la economía del Reino[58].

---

[56] Burke, M. J. and J. C. Stephens: «Political Power and Renewable Energy Futures: A Critical Review». *Energy Research and Social Science* 35, pp. 78-93. 2018.

[57] Coughlin, C. «Saudi Arabia: The Region's New Superpower». *Gate Stone Institute*. September, 4. 2015, https://www.gatestoneinstitute.org/6458/saudi-arabia-the-region-new-superpower.

[58] Van der Berg, W. «Saudi Arabia's Strategic Stalemate – What Next?». *Clingendael. Netherlands Institute of International Relations*. Nov. 2017.

Por ejemplo, hacer realidad la electrificación de la economía requerida por la transición energética y hacerlo de una manera eficiente implica reforzar el nivel de interconexión entre los sistemas eléctricos de la región y conseguir un mayor nivel de energía distribuida. La primera característica, aumenta el nivel de interdependencia y la segunda el nivel de resiliencia de las redes frente a *cyber* ataques o frente a cualquier disfuncionalidad de la red. Ambos factores, en cualquier caso, ilustran las ventajas de reforzar y ampliar la cooperación regional en el campo de la energía[59].

La estructura institucional de la sociedad saudí

El Fondo Monetario Internacional califica Arabia Saudí en 2003 como una autocracia paternalista en la que los gobiernos basaban su legitimidad en una combinación de autoridad tradicional y religiosa con un respeto social ganado por el aumento en el nivel de la población gracias a la riqueza del petróleo[60].

Al ser un país rico en petróleo, su consumo energético, tanto industrial como doméstico, ha estado muy incentivado por una política de precios bajos de la energía proveniente de sus propias fuentes fósiles. Las necesidades impuestas por un clima severo, en cuanto al uso de equipos de aire acondicionado y desalinadoras de agua, crecerán sustancialmente con el aumento de la población esperado en el futuro próximo[61].

El sector público necesita una transformación que se ha iniciado bajo los auspicios del *National Transformation Program* y del *National Center for Performance Management*. Sus objetivos son reducir el empleo público en un 20% para los próximos años y mejorar en conjunto su nivel de la eficiencia. Se pretende aumentar el peso económico del sector privado. Para tener éxito en esta transformación, AS deberá poner en marcha un sistema fiscal moderno, suficiente y socialmente respaldado que permita soportar un gasto público eficiente y con potencia redistributiva.

Su sistema educativo, muy apoyado en los valores religiosos, recurre actualmente a la memorización más que en el desarrollo de capacidades para la solución de problemas y el pensamiento creativo. También aquí deberá abordarse una reforma en profundidad para formar los perfiles profesionales requeridos por una economía apoyada en nuevas tecnologías y diversificada.

---

[59] O'Sullivan, Meghan, Indra Overland and David Sandalow: «The Geopolitics of Renewable Energy». *Faculty Research Working Paper*. Harvard Kennedy School. RWP17-027. July 2017.

[60] Eifert, Benn, Alan Gelb and Nils Borje Tallroth: «Managing Oil Wealth». *Finance and Development*. A quarterly magazine of the IMF. March, 2003.

[61] Côté, Sylvain: «Renewable Energy and its Potential Impact on GCC Labor Markets: Opportunities and Constraints». En Akhonbay, Hisham M.: *The Economics of Renewable Energy in the Gulf*. Routledge, VitalBook file. 2018.

Las características del mercado saudí de trabajo

El mercado de trabajo se caracteriza por un elevado nivel de segmentación entre empleados nacionales y no nacionales, con los primeros trabajando principalmente en la Administración Pública y en el sector de energía y los segundos en el resto del sector privado. La mayor parte de los trabajos con sueldos bajos y bajo nivel de especialización en sectores como construcción, manufactura y comercio mayorista, se cubren con expatriados. Esta situación condiciona las esperadas ganancias en productividad derivadas del despliegue de energías renovables[62].

En 2030, la mitad de la población saudí tendrá menos de veinticinco años. Unos 4,5 millones de jóvenes estarán en el mercado de trabajo en esas fechas. Al crecer la población activa a tasas superiores a las de crecimiento de la población total, se produce lo que se denominado un «dividendo demográfico», puesto que la simple evolución de la población provoca una explosión de productividad. Pero para ello, las tasas de desempleo deben ser bajas y Arabia saudí cuenta con un desempleo por encima del 25%[63]. Educar, adiestrar e integrar esta juventud en el sistema productivo es uno de los mayores retos a los que se enfrenta la política económica saudita de los próximos años. Las expectativas son que el despliegue de las energías renovables creará hasta 140.000 empleos anuales de muy distinto perfil y nivel en el área GCC[64].

Para conseguir estos objetivos, una educación que acerque a la juventud a contenidos técnicos resulta básica para impulsar la consolidación de un desarrollo industrial apoyado en nuevas energías. La producción de generadores renovables, las nuevas redes inteligentes, las instalaciones de almacenamiento de energía, los vehículos eléctricos y la operación y mantenimiento de todos estos equipos requieren una formación apoyada en conocimientos científicos y de ingeniería, más que en leyes, administración, gestión empresarial y ciencias sociales, que son los actualmente dominantes[65].

El programa *Saifi*, que se comenzó a aplicar en julio de 2017, es un ejemplo de actuación pública dirigida a solucionar este gap estructural del mercado de trabajo. El programa obliga a los empleadores a contratar en prácticas a estudiantes saudíes por encima de los 17 años para aprender y adquirir experiencia durante los meses de vacaciones[66]. La educación es un área estratégica fundamental para eliminar las barreras que se oponen a la diversificación económica de AS.

---

62 Côté, Sylvain. Ibíd. 2018.

63 World Bank Data: «Unemployment Youth Total (% of total labor force ages 15-24)». Disponible en https://data.worldbank.org/indicator/SL.UEM.1524.ZS?end=2017&locations=SA&start=1991.

64 Irena. «Renewable Energy Market Analysis: GCC Region». *International Renewable Energy Agency*, Abu Dhabi. 2016.

65 Côté Sylvain: «Renewable Energy and its Pptencial Impact on GCC labor Markets. Opportunities and Constraints» en Akhonbay, Hisham M.: *The Economics of Renewable Energy in the Gulf*. Routledge, 20180927. VitalBook file. 2018.

66 Price Waterhouse Coopers: «Saudi Arabia Implements de Saifi Student Training Program». *Insights Tax and Legas Services*. PWC Middle East. July 2017.

Conclusiones

AS ha asumido diferentes estrategias en sus relaciones geo-económicas como productor de petróleo en el seno de la OPEC. En ocasiones recortando producción unilateralmente, otras movilizando reservas, a veces buscando la cooperación del máximo número de países productores y de vez en cuando asumiendo políticas de premio y castigo según el comportamiento de estos. AS ha buscado, con éxito desigual, cubrir objetivos de corto plazo y dotar de cierta estabilidad al mercado de petróleo y así restar volatilidad a sus ingresos provenientes de la exportación de crudo. A partir de 2014, la inesperada aparición del crudo no convencional en EE. UU. está obligando a levantar la mirada hacia estrategias más de largo plazo que tengan en cuenta las cantidades futuras a extraer, las inversiones en instalaciones de producción y nuevos yacimientos y la coordinación de políticas entre países productores.

Esta necesidad de mirar a largo plazo se ve reforzada ante los posibles avances de la transición energética en el mundo con la posible aparición en los próximos años de un pico de demanda a partir del cual la demanda de crudo se dé la vuelta y comience a descender o, cuando menos se estabilice.

Así pues, el conjunto actual de relaciones geo-económicas entre AS y el resto del mundo y, en particular, EE. UU., Rusia y China, se está viendo convulsionado por la irrupción de hidrocarburos no convencionales en el mercado estadounidense y por las expectativas de una transición energética rápida hacia un mundo descarbonizado.

La actual interdependencia entre productores y consumidores ha creado un conjunto de tensiones en Oriente medio y de alianzas mundiales que pueden verse modificadas dando paso a otras nuevas que abrirían oportunidades a reforzar las relaciones de cooperación pacífica entre los países de la zona MENA. Pero para ello parece imprescindible que el ritmo de transformación de la economía y de la sociedad saudí se acompase con el de la transición energética en el resto del mundo y que esto ocurra sin cambios bruscos en los mercados de petróleo.

Hay serias dificultades para transformar las instituciones actuales saudíes, autoritarias e ideologizadas, y dotarlas de la flexibilidad y resiliencia que el éxito de la diversificación económica de su sociedad requiere. AS lleva tiempo asumiendo como objetivo alcanzar una estructura industrial y de servicios diversificados, no apoyada exclusivamente en las exportaciones de petróleo. Si no se avanza en esta transformación, la opción vigente seguirá siendo el mantenimiento de una fuerte dependencia económica y social respecto del petróleo y una oposición de facto a la transición energética buscando una maximización de ingresos compatible con unos precios del crudo en el entorno como mínimo de los 55/60 US $/bbl.

Bajo estos escenarios geoeconómicos, AS ha planificado avanzar lenta pero ininterrumpidamente en su estrategia de diversificación, tal y como se define en su documento *Vision 2030*. Hasta que se alcancen estos objetivos de diver-

sificación interna, el refuerzo, de la cooperación entre los países productores de petróleo en torno a la denominada OPEC+ (que incluye Rusia y Kazakstán) parece imprescindible para mantener los precios del crudo en una banda que se sitúe en torno a los 65 US$/bbl. Por encima de estos precios, las exportaciones de crudo no convencional desde EE. UU. pondrían en peligro, en los países productores, la obtención de los recursos necesarios para abordar la diversificación con ciertas garantías de éxito. Precios por debajo de los 55 US$/bbl también pondrían en peligro el presupuesto público de los países productores y dificultarían el proceso inversor de la diversificación. Esto puede reforzar la cooperación en el seno de la OPEC+, acercar AS a la órbita rusa, e incluso requerir que disminuyan sus hostilidades respecto a Irán, y desde luego recuperar la parte del presupuesto que se traga la guerra del Yemen. AS dejaría de ser un aliado exclusivo de EE. UU. para adoptar una posición más equilibrada y cercana a Rusia, como principal colaborador en el seno de la OPEC+ y a China, como principal consumidor de gas y petróleo durante la transición.

En fin, el éxito en estas políticas de diversificación (a largo plazo) y de desarrollo interno de fuentes renovables (en el corto plazo) buscan situar a AS en la nueva geoeconomía mundial. Si tienen éxito, esta situación quedará caracterizada por:

La cooperación en el seno de la OPEC+, que incluye entre otros países productores a Rusia e Irán, marcará el futuro de los países productores. El *tight oil* impone límites y configura un entorno no muy favorable a esta cooperación. Los repuntes del precio si ocurren *shocks* de oferta, por ejemplo en 2019 motivados porque la producción de Venezuela se derrumbe, las sanciones contra Irán entren en vigor y se hagan efectivas o los disturbios en Libia y Nigeria paralicen su producción de petróleo, solo se compensarán parcialmente por una mayor producción. Por otro lado, el primer semestre de 2019, si coincide con una ralentización del crecimiento mundial y no hay ningún *shock* imprevisto de oferta, será el primer periodo en que se ponga a prueba el acuerdo de cooperación entre productores bajo condiciones no totalmente favorables[67].

Una contención en los recursos obtenidos de las exportaciones de crudo para abordar las inversiones requeridas por la diversificación energética. El mercado será más competitivo y la evolución de la demanda más contenida. EE. UU. está muy lejos de dominar el mercado mundial de crudo (como en un principio prometió el gobierno Trump): «La credibilidad de la amenaza saudí para utilizar el petróleo como un arma —aunque actualmente tiene escasas posibilidades de materializarse— debería ser una llamada de atención a los políticos de que se necesitan hoy acciones destinadas no a aumentar la oferta doméstica de crudo, si no, lo que es más importante, a reducir su consumo»[68].

[67] Economu, A. and B. Fattouh: «5+1 Key Facts about the OPEC Declaration of Cooperation». *Oxford Institute for Energy Studies*. Oxford Energy Comment. Sept. 2018.

[68] Bordoff, J.: «Khashoggi Affair Exposes Myth of US Energy Dominance». *The Hill*, Oct., 28. 2018, https://thehill.com/opinion/energy-environment/413598-khashoggi-affair-exposes-myth-of-us-energy-dominance.

Una pacificación del área MENA que ponga fin a la sangría de recursos destinados a consolidar el dominio militar de AS y, en particular, a financiar la guerra del Yemen. En un mundo en el que las perspectivas de la demanda de crudo y la velocidad de la transición energética están sometidas a una gran incertidumbre, los beneficios inmediatos de las estrategias de cooperación son notablemente más beneficiosas, visibles y ciertas que la alternativa de estrategias competitivas.

Con todo ello, actualmente AS está sometida a una inestabilidad más fuerte que en épocas anteriores[69]. El aumento en la incertidumbre sobre la economía del petróleo originado por los muy distintos escenarios que se manejan para la transición energética, está provocando como respuesta en AS una concentración de poder en manos de MBS, con escasos mecanismos de control, que incluso rompe con anteriores sistemas de mayor consenso entre la clase dirigente. Como afirma el analista del *Oxford Institute for Energy Studies*, Bassam Fattouh, esta centralización de poder facilita el proceso de toma de decisiones, aunque haga peligrar su calidad. El actual equilibrio no parece sin embargo sostenible a largo y medio plazo, lo que acrecienta el temor a amenazas externas y dificulta la apertura de posibles vías de cooperación a otras alternativas que regionalmente se están planteando[70] y que constituyen la única alternativa estable y pacífica ante el panorama geo-económico actual.

[69] Riedel, B.: «Saudi Arabia is at its Least Stable in 50 Years». *Al-Monitor*, Sept., 23. 2018, https://www.al-monitor.com/pulse/originals/2018/09/saudi-arabia-stability-crown-prince-mohammed-bin-salman.print.html.

[70] Fattouh, B.: «Saudi Arabia's Energy Pricing Reform in a Changing Domestic and Global Context». *Oxford Institute for Energy Studies*. Presentation at the Oxford Centre for Islamic Studies. Jan. 2018.

Composición del grupo de trabajo

Presidente	**D. Claudio Aranzadi** *Ingeniero industrial y economista.* *Exministro de Industria y Energía.*
Secretaria	**D.ª Marta Camacho Parejo** *Directora de Relaciones Institucionales España y Europa de Repsol.*
Coordinador	**D. Francisco Márquez de la Rubia** *Teniente coronel del Ejército de Tierra.* *Analista principal del IEEE.*
Vocales	**D. Manuel Conthe Gutiérrez** *Columnista de Expansión, árbitro y consejero independiente de Acerinox y Unicaja Banco. Técnico Comercial y Economista del Estado, fue presidente de la Comisión Nacional del Mercado de Valores y Secretario de Estado de Economía.* **D.ª Jennifer Winter** *Profesora Ayudante en el Departamento de Economía y Directora Científica de la División de Investigación de Energía y Medio Ambiente, Escuela de Política Pública, Universidad de Calgary.* **D. Emilio Sánchez de Rojas Díaz** *Coronel de Artillería del ET (R).* *Profesor de EAE Business School.* *Miembro del Climate Change and Security Expert Group (United Nations Environment Programme).* **D. Christian Egenhofer** *Director del CEPS Energy Climate House, en Bruselas, y Profesor Visitante del Colegio Europeo en Brujas y Natolin, así como del SciencesPo en París.* **D. Milan Elkerbout** *Investigador en el CEPS Energy Climate House.* **D. Miguel A. Lasheras** *Economista. Inspector de Finanzas. MPA Harvard University. Exconsejero de la Comisión del Sistema Eléctrico Nacional.*

WORLD ENERGY COUNCIL | COMITÉ ESPAÑOL

CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA

ieee.es
Instituto Español de Estudios Estratégicos

Patrocinado por:

CEPSA

enagas

REPSOL

PUBLICACIONES DE DEFENSA

GOBIERNO DE ESPAÑA
MINISTERIO DE DEFENSA
SECRETARÍA GENERAL TÉCNICA
SUBDIRECCIÓN GENERAL DE PUBLICACIONES Y PATRIMONIO CULTURAL

ISBN: 978-84-9091-347-5