

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 tensan². Estas dificultades llevan inevitablemente a recordar la distinción clásica entre incertidumbre y riesgo de F. H. Knight (1921)³, que J. Y. Halpern⁴ 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 °C⁵, 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. Gillingham 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. Bordoff⁸, la *Energy Information Administration* prevé que por el simple juego de las fuerzas del mercado se producirá una reducción de las emisiones de CO₂ 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. Gillingham y J. H. Stock ⁽⁷⁾ definen el coste social de la emisión de CO₂ como «una estimación del valor actualizado neto de los daños sociales monetizados que provoca la emisión de una tonelada métrica adicional de CO₂». 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂, 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 CO₂, es común con la propuesta de R. D. Pindyck, pero su articulación es más compleja.

Por otro lado, el precio del CO₂ que resulta del establecimiento de un impuesto sobre la tonelada de CO₂ 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 Stability 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 Energía¹⁵, 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 CO₂ (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 2050¹⁷. 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 CO₂ 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 CO₂ 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 OPEP²⁰. 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 expertos²¹ 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 están 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 CO₂, sino de partículas, SO₂ 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. Losz²² 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 Gazprom, 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 Qatar, 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 Qatar 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 Qatar 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 Europea²³, 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).