

Introducción

Claudio Aranzadi

En la misma línea que anteriores publicaciones de *Energía y Geoestrategia* este quinto número incluye cuatro artículos focalizados en áreas geográficas (Rusia, Turquía, India, Sahel), cuyos autores son José Pardo de Santayana con su trabajo: «Energía en la estrategia de la Federación Rusa», Melike Janine Söknen y Eduard Soler con «Más allá de los tubos: La geopolítica de la energía en Turquía y países vecinos», Sunjoy Joshi y Lydia Powell con «India: geopolítica de la energía», y Beatriz Mesa con «La seguridad, el desarrollo y las energías: los tres desafíos del futuro de Sahel», y, por otro lado, un artículo de alcance global: «Retos y oportunidades de la gobernanza climática. Implementando el Acuerdo de París y aumentando la ambición», cuya autora es Lara Lázaro. En este quinto número se incorpora, además, una entrevista con el responsable de la política energética en la Unión Europea, el comisario de Medio Ambiente y Energía Arias Cañete.

En el momento del cierre del presente número de la publicación (inicio 2018) el panorama geopolítico general es particularmente incierto. El informe anual del Grupo Eurasia¹, considera que «si hubiese que seleccionar un año para una crisis grave e inesperada (el equivalente geopolítico de la catástrofe financiera de 2008), se asemejaría al 2018». En un tono menos alarmista y con una visión a más largo plazo, Torres (2018)², también pone de manifiesto las incertidumbres

¹ *Top risks 2018*. Eurasia Group enero 2018.

² TORRES SOSPEDRA, J. «Relaciones entre EE. UU. y Rusia ¿Una nueva Guerra Fría? El momento Trump». Instituto Español de Estudios Estratégicos, enero 2018.

del actual proceso de transición desde el marco geopolítico de la última década del siglo xx (caracterizado por el fin de la Guerra Fría y el establecimiento de un mundo unipolar) hacia un nuevo marco en el que el declive de la dominancia de EE. UU., está conduciendo a un mundo crecientemente multipolar pero cuya configuración (la distribución seguramente asimétrica de poder entre los principales agentes (EE. UU., China, Rusia, India, etc.), dista mucho de estar claramente perfilada. No debe extrañar por tanto, que en este contexto geopolítico general, la red de causalidad multidireccional en que están inscritos los factores puramente geopolíticos y energéticos, cuya complejidad ha sido examinada en números precedentes de esta publicación, esté igualmente teñida de incertidumbre.

La percepción de los riesgos geopolíticos en el ámbito energético está presentando además rápidas fluctuaciones en los últimos años. En el número precedente de *Energía y Geoestrategia* ya se aludía a la corrección a la baja de las expectativas moderadamente optimistas que algunos acontecimientos registrados en 2015 habrían suscitado (principalmente el Acuerdo de París entre las partes del UNFCCC [COP 21] de diciembre de 2015 y el Acuerdo de julio de 2015 sobre el programa nuclear de Irán entre este país y los países miembros del Consejo de Seguridad de la ONU más Alemania [P5+1]). A lo largo de 2017 puede considerarse que la incertidumbre y, por tanto, el riesgo geopolítico en el escenario energético no ha hecho sino incrementarse.

El acceso de D. Trump a las funciones de presidente de EE. UU., en enero de 2017 ha sido sin duda un factor determinante del cambio tanto del panorama geopolítico general como del marco geoestratégico de la energía. Las iniciativas adoptadas en el primer año de presidencia abren un escenario con mayor incertidumbre, pero suponen además una inflexión estratégica por parte de los EE. UU. La retirada del Acuerdo de París sobre política climática y la solicitud de modificaciones en el Acuerdo nuclear con Irán, van más allá del cumplimiento de promesas irreflexivas de campaña o del alarde de gestos de ruptura con la presidencia de Obama. Son decisiones que representan una nueva orientación estratégica y que, además, por el mecanismo de *path dependence*, conducirían a un encadenamiento de nuevas actuaciones, todavía inciertas, pero que están ya en gran medida condicionadas por estos primeros movimientos. En el documento *National Security Strategy of the United States of America (december 2017)* se señala lo siguiente: «Las políticas climáticas continuarán dando forma al sistema energético global. El liderazgo de EE. UU., es indispensable para contrarrestar la agenda energética anticrecimiento que es perjudicial para la economía de EE. UU., y sus intereses en materia de seguridad energética». Esta proclamación es apenas un eufemismo del mandato al gobierno de EE. UU., para que lidere una política climática global enfrentada al Acuerdo de París de diciembre de 2015, que D. Trump ha calificado en numerosas ocasiones como un compromiso lesivo para la economía y la seguridad energética de los EE. UU. Como es también un eufemismo del laxismo en política medioambiental la siguiente frase del mismo documento: «Los EE. UU., promoverán un desarrollo limpio y seguro de sus re-

curso energético, pero al mismo tiempo limitarán las cargas regulatorias que entorpecen la producción energética y limitan el crecimiento económico». De la misma forma que la retirada del Acuerdo de París representa el inicio de una política clima-escéptica plasmada en la nueva estrategia de seguridad nacional de los EE. UU., las estruendosas críticas de D. Trump y su solicitud de reforma del Acuerdo nuclear con Irán, también son coherentes con la nueva orientación estratégica con mayor sesgo antiraní en el escenario de rivalidad regional en Oriente Medio. El hecho de que los nuevos posicionamientos de EE. UU., relativos al Acuerdo climático de París y al Acuerdo nuclear con Irán respondan a una senda de actuación consistente con una nueva visión geoestratégica de EE. UU., no significa desde luego una disminución de la incertidumbre en el escenario de la geopolítica de la energía. La incertidumbre está asociada a la potencial variabilidad en relación a un escenario de referencia y esta variabilidad no ha hecho sino aumentar, dada la menor predictibilidad de las reacciones del ejecutivo norteamericano ante las inevitables situaciones críticas que, incluso con la persecución consistente de un objetivo va a tener que enfrentar.

Existe, además, un factor adicional de incertidumbre. La retirada del Acuerdo de París y el posicionamiento hostil en relación al Acuerdo nuclear con Irán son coherentes con la agenda política republicana. Pero no están enmarcados en una doctrina elaborada que sustente la diplomacia y la política de defensa de los EE. UU. Como señala Jacob Heilbrunn (2018)³, a diferencia de R. Reagan que contó con la inspiración de *think tanks* como The Heritage Foundation (editor de *Mandate for leadership* que Reagan envió a cada miembro del gobierno federal), o de George W. Bush, cuya estrategia de intervención exterior contó con la fundamentación «misionera» de los neocons, D. Trump no parece contar con un marco de referencia equivalente; Heilbrunn apunta únicamente a los trabajos de un *think tank* (Claremont Institute) que, inspirados en la obra del filósofo político Leo Strauss y en una lectura de los *founding fathers*, a la luz de su pensamiento, pretenden una supuesta restauración de los valores republicanos donde podría buscar refugio intelectual la política de D. Trump. Esta visión permitiría acomodar posicionamientos políticos de Trump, como el proteccionismo comercial o la política migratoria que encajan más difícilmente en el pensamiento republicano tradicional. Heilbrunn cita en su artículo frases de John McCain: «vivimos en un país hecho de ideales, no de sangre y suelo» y de G.W. Bush: condenando «un nacionalismo distorsionado hacia el nativismo» y señalando que «la intensidad del apoyo a la democracia se ha desvanecido», que muestran el divorcio de una parte del *establishment* republicano en relación a la visión del «America First» de Trump. El conflicto larvado entre esas corrientes intelectuales republicanas (incluidos relevantes neocons) y algunos reflejos políticos de D. Trump podrían aflorar si los resultados de las próximas elecciones legislativas fuesen insatisfactorios para los republicanos, abriendo un escenario para la segunda mitad del mandato presidencial, que desde la perspectiva actual es muy

³ HEILBRUNN, J. «Donald Trump's brains». *The New York Review of Books*. Dec. 2017/Jan. 2018.

difícil de anticipar. En todo caso, es posible que los seguidores *straussianos* del Claremont Institute hayan configurado un marco conceptual en el que integrar de forma coherente las iniciativas políticas de D. Trump o, al menos, proveer a estas políticas de una referencia «seria» a efectos propagandísticos; es dudoso, sin embargo, que Leo Strauss cuyo pensamiento, independientemente de la consideración que merezca, es una construcción sofisticada, tenga una influencia real en D. Trump o en los miembros de su gabinete. La concepción política de Trump tiende a considerar el mundo como un espacio de rivalidad análogo a la competencia entre empresas, donde la destreza en el regateo bilateral es la principal virtud, la cooperación es un mero instrumento de realización de la agenda propia y la gobernanza multilateral normalmente un estorbo. En la medida en que en el espacio geopolítico se generalice esta visión, el mandato de las reglas se debilita y se refuerza la discrecionalidad de los agentes estatales, con la lógica consecuencia de un aumento del riesgo geopolítico.

El cambio de orientación a la política climática de los EE. UU., se plasmará en una política energética del gobierno federal que, como ya ha anunciado D. Trump, se debería plasmar en iniciativas desreguladoras en el sector de hidrocarburos, incentivos al uso y producción de carbón y promoción de la energía nuclear. Sin embargo, existen frenos al impacto de esta política en el perfil a medio plazo de las emisiones de CO₂ en EE. UU., y es posible que las desviaciones sobre los compromisos nacionales asumidos por EE. UU., en el Acuerdo París sean limitadas. En primer lugar, las propias iniciativas de política energética del gobierno federal son escasamente consistentes. Como señala David Schlissel (2017)⁴, el apoyo declarado de D. Trump al desarrollo del gas natural que tenderá a mantener bajos los precios de este combustible y por consiguiente a favorecer la sustitución de carbón por gas natural en la generación eléctrica es contradictorio con una política de promoción del carbón. Además, el establecimiento de ayudas al carbón por su supuesta contribución a la seguridad energética puede encontrarse con algún tipo de corrección por afectar a la normativa de defensa de la competencia. Tampoco resulta muy coherente el mantenimiento de *tax-credits* para la utilización de energías renovables en la generación eléctrica hasta 2020 y al mismo tiempo la imposición de una tarifa suplementaria a la importación de paneles solares. Por otro lado, como señala David Robinson⁵, aunque la cancelación de iniciativas del presidente Obama, como el «Climate Action Plan» o el «Clean Power Plan», son claramente perjudiciales para la continuidad de la política de descarbonización en EE. UU., la oposición de otras instancias de la administración estadounidense (ciudades y estados) a la política climática de Trump se plasmará en iniciativas regulatorias contrarias a los planteamientos del actual presidente: la regulación proenergías renovables de una buena parte de los estados se mantendrá y se desarrollarán, por parte de algunos de ellos,

⁴ SCHLISSSEL, D. «Can the U.S. coal industry come back?». *What's next for U.S. energy policy* (Forum). The Oxford Institute for Energy Studies 2017.

⁵ ROBINSON D. «The U.S.A. and climate change: the importance of Electricity». *What's next for U.S. Energy Policy* (Forum). The Oxford Institute for Energy Studies 2017.

instrumentos para imponer un precio a los derechos de emisión de CO₂ (a través del mecanismo de «cap and trade» o del establecimiento de un impuesto). Al mismo tiempo, los propios mecanismos de mercado tenderán previsiblemente a propiciar la sustitución, en la generación eléctrica, del carbón por el gas natural (en el escenario probable de bajos precios del gas natural) y la creciente penetración de las energías renovables eólica y fotovoltaica (que, en la actualidad, permiten ya un coste medio de la generación eléctrica competitivo con el de la generación térmica convencional). La nueva política energética de Trump conducirá, por tanto, previsiblemente, a la configuración de un marco regulatorio, internamente inconsistente, con variaciones regionales en el interior de EE. UU., y con señales de mercado en contradicción con los objetivos del gobierno federal. Además, un importante número de empresas estadounidenses se han mostrado favorables al cumplimiento del Acuerdo de París. Como D. Robinson apunta, sin embargo, la retirada de EE. UU., del Acuerdo de París podría tener un impacto significativo a nivel global. En primer lugar, afecta profundamente al liderazgo moral que los grandes emisores de CO₂ deberían protagonizar. En segundo lugar, supondrá previsiblemente la negativa de EE. UU., a financiar una parte de su contribución ya comprometida al G.C.F. y a participar en el programa de financiación de dicho Fondo (dos mil millones de dólares previstos hasta 2020 para financiar políticas climáticas de los países en desarrollo).

Los diversos aspectos de la política dirigida a enfrentar el calentamiento climático han sido objeto de examen en todos los números de *Energía y Geoestrategia*, y en el actual se incluye un análisis sistemático del Acuerdo de París y su previsible evolución a cargo de Lara Lázaro. La atención prestada se explica fácilmente dado que la política global de descarbonización representa, sin duda, una cuestión central en el ámbito de la geopolítica de la energía.

En primer lugar, como se señala en el número precedente de esta publicación, el Acuerdo de París (suscrito por 195 países) es un extraordinario éxito diplomático y un triunfo del multilateralismo, que consagra universalmente la relevancia de la política climática y aísla internacionalmente los planteamientos de los «climaescépticos». El calentamiento global de la atmósfera provocado principalmente por las emisiones de CO₂ es una externalidad negativa global y, por consiguiente, exigía ser abordado por una política de cooperación verdaderamente global, algo que no se había conseguido con el Protocolo de Kyoto (entre otras razones por el abandono de los EE. UU., al no ratificar el legislativo la decisión de firmar el mismo por parte del presidente Clinton). La aproximación multilateral y cooperativa a la búsqueda de una política de corrección del calentamiento global no solo constituye el único medio posible de alcanzar los objetivos energéticos y medioambientales fijados, sino que además representa un modelo de actuación que debería convertirse en una referencia para avanzar en otros dominios (no solo medioambientales, sino también relacionados con la seguridad energética, la innovación tecnológica y la eficiencia operativa) donde existan economías de coordinación global y regional. En segundo lugar, la política de descarbonización global merece una atención prioritaria porque

constituye la principal restricción que se autoimponen las políticas energéticas de los países que han suscrito el Acuerdo. Esta restricción impone requisitos estructurales a la demanda energética final (aumento radical de la electrificación) y a la demanda de energía primaria (aumento de los recursos energéticos descarbonizados y, sobre todo, de las energías renovables así como una radical disminución de las energías fósiles), y exige una significativa disminución de la intensidad energética del crecimiento económico (mejora de la eficiencia energética). Estas restricciones están condicionando la evolución de los marcos regulatorios nacionales y de las políticas tecnológicas pero también, de forma decisiva, están induciendo profundos cambios en el escenario geopolítico de la energía (asociados a un nuevo paradigma en la industria petrolera mundial, al nuevo e incierto papel del gas natural, a las modificaciones de carácter geoestratégico provocadas por el creciente peso de las energías renovables y a las incertidumbres del futuro de la energía nuclear).

La posición de *free rider* de EE. UU., en el desarrollo de la política climática global tendrá efectos geopolíticos, aunque estos sean difíciles de anticipar. El vacío que deja el abandono norteamericano del coliderazgo de la política global de descarbonización está siendo cubierto ya por China tanto debido a la importancia de sus iniciativas de política climática doméstica como a sus repetidas declaraciones en defensa del Acuerdo de París; por otro lado, India (el otro gran país emisor de CO₂ a largo plazo) también se ha pronunciado claramente a favor de la continuidad de la agenda climática global.

China es ya un actor central en la geopolítica de la energía y su estructura energética está sometida a un rápido proceso de transformación resultado de un crecimiento económico menos intensivo en energía y de la puesta en práctica de una ambiciosa política de descarbonización. El WEO 2017⁶ señala que «la dominancia del carbón y, hasta cierto punto, de los productos petrolíferos en la estructura del consumo de energía está sometida a la sustitución de fuentes de energía más limpias. La utilización del carbón se ha reducido en los últimos tres años desde 2013. China es ya el mayor inversor mundial en generación renovable, un líder en políticas de eficiencia energética, nuevas tecnologías y otras áreas donde la energía se solapa con la economía digital, además del mayor mercado mundial para los vehículos eléctricos». WEO 2017, añade que «la influencia de China en los mercados energéticos globales se extiende a todos los combustibles y tecnologías. China es un país pivotal para los mercados de carbón, representando en torno a la mitad de la producción y consumo global; es el primer importador mundial de petróleo, una fuerza creciente en los mercados globales de gas, el principal exportador de equipamiento solar y un destacado actor en prácticamente todas las tecnologías bajas en carbono. Las compañías chinas se han convertido en grandes inversoras en un amplio espectro de proyectos energéticos en el extranjero».

⁶ International Energy Agency. *World Energy Outlook 2017*.

En el futuro a medio y largo plazo, además, el *13° Plan quinquenal* y la *Estrategia de revolución de la producción y consumo energético en China, 2016-2030* definen unos ambiciosos objetivos para la política de descarbonización china. Las emisiones de CO₂ deberán comenzar a descender en 2030 (esforzándose en alcanzar este pico con anterioridad), el porcentaje de recursos no fósiles deberá alcanzar el 20 % del mix energético y se habrá de intentar conseguir el 50 % en el mix de generación eléctrica. Aunque (en el escenario central WEO 2.017) las plantas de generación eléctrica con carbón mantienen una elevada proporción de la capacidad instalada, esta se estabiliza alrededor de 2030. La generación con gas natural aumenta significativamente hasta 2040, al igual que las tecnologías bajas en carbono (que sobrepasan a las usuarias de combustibles fósiles en 2020 y representan el 60 % de la capacidad total en 2040). En este escenario de la WEO 2017, la energía nuclear juega un papel fundamental en la descarbonización de la generación eléctrica China; pasaría de una capacidad de generación nuclear de 34 Gw. en 2016 a 145 Gw. en 2040, convirtiéndose así en el líder mundial en capacidad de generación eléctrica nuclear por encima de Europa y los EE. UU.

Si este escenario y las hipótesis de WEO 2017 se confirmasen, China podría mostrar una política de descarbonización ejemplarizante y asumir conjuntamente con Europa un coliderazgo global de la política climática, debilitando así uno de los posibles resortes del *soft power* norteamericano (suponiendo que a medio plazo no haya una corrección de la política climática de los EE. UU.). Pero, además, China, con su voluminosa inversión en energías renovables y energía nuclear, así como con su masivo desarrollo de vehículos eléctricos, puede convertirse en el líder mundial de las tecnologías bajas en carbono en el horizonte de la mitad del siglo, lo que pondría en cuestión el objetivo de «dominancia energética» que EE. UU., ha fijado en su estrategia de seguridad nacional⁷. D. Trump focaliza esta «dominancia» en la privilegiada posición que el desarrollo del petróleo y el gas natural no convencional garantizan a EE. UU. en el mercado global de hidrocarburos. Según la WEO 2017: «para 2020 los EE. UU., se habrán convertido en el mayor exportador mundial de gas natural licuado (GNL) y, unos años más tarde, en exportador neto de petróleo (todavía un gran importador de crudos pesados adaptados a la configuración de sus refinerías pero un fuerte exportador de crudo ligero y productos refinados) y, próximamente, en el mayor productor mundial por delante de Arabia Saudí y Rusia». Pero China que, además, se ha fijado un objetivo de autosuficiencia energética del 80 % para 2020, no solo prevé reducir significativamente su dependencia del suministro exterior de hidrocarburos, sino que, como se ha señalado, puede conseguir la «dominancia» en el ámbito de las energías bajas en carbono cuyo peso será creciente a largo plazo (a medida que correlativamente disminuya el peso de los combustibles fósiles en el mix energético). China, además, está ya bien posicionada en la extracción de materiales raros necesarios para facilitar

⁷ *National Security Strategy Of the Unites States of America*. December 2017.

la penetración de las energías renovables y la electrificación del transporte^{8 9} y ha avanzado más que Europa y EE. UU. en la curva de aprendizaje de la tercera generación de reactores nucleares (los costes medios de generación eléctrica con los nuevos reactores nucleares, medidos por los «levelised costs of electricity», son en China del orden de la mitad de los costes estimados para el Reino Unido, Francia o los EE. UU.¹⁰ El equilibrio de poder (al menos en la capacidad de inversión exterior y exportación de tecnologías) en el escenario de la geopolítica de la energía tendería a desplazarse hacia China en menoscabo de los EE. UU., y este país, además, vería debilitarse la percepción internacional de su liderazgo al autoexcluirse del proceso de lucha contra el calentamiento global.

Como señalan S. Joshi y L. Powell en su artículo del presente número, también India ha asumido, modificando su posición anterior, un papel proactivo en la política climática global. En su compromiso nacional, aceptando en el Acuerdo de París, India se fija un objetivo de reducción de emisiones para 2030 del 33 % / 35 % en relación a 2005, y un aumento del porcentaje de energías no fósiles hasta el 40 % en la misma fecha, condicionado a la disponibilidad tecnológica y la asistencia financiera. Los objetivos de desarrollo de tecnologías descarbonizadas son muy ambiciosos: ampliación de la capacidad de generación con energías renovables en 175 Gw. (de los que 100 Gw serían solares) en el horizonte de 2022 y multiplicación por diez (hasta los 63 Gw) de la capacidad nuclear. Joshi y Powell consideran que los objetivos asociados en el Acuerdo de París son alcanzables aunque señalan sus dificultades. En primer lugar, la sustitución del carbón (que supone el 80 % de la generación eléctrica), por recursos energéticos más limpios, presenta enormes problemas sociales dado el elevado número de familias cuyos ingresos están ligados a su extracción. En cuanto a las tecnologías descarbonizadas, la dependencia tecnológica representa una fragilidad estratégica. Los paneles solares se importan fundamentalmente de China y el programa nuclear no está claramente definido. Como indican Joshi y Powell, los documentos oficiales continúan fieles a la estrategia definida en 1955 por H. Bhabha's que pretende adaptarse a la escasez de uranio y disponibilidad de torio en India, definiendo tres etapas de desarrollo (utilizando uranio, plutonio y torio), pero no parece existir un consenso entre los expertos sobre la idoneidad de dicha política. En todo caso, la definición en India de una política proactiva de descarbonización como la inscrita en el Acuerdo de París, garantiza el compromiso de los dos grandes emisores a largo plazo (China e India) con la política global de descarbonización.

⁸ ESCRIBANO, Gonzalo. «Energías renovables y renovación de la geopolítica». *Energía y Geoes-trategia 2017*. Ministerio de Defensa 2017.

⁹ O'SULLIVAN, M.; OVERLAND, I. y SANDALOW, D. *The geopolitics of renewable energy* (W. P.). Center for global Energy Policy (COLUMBIA/SIPA); Belfort Center for Science and International Affairs (Harvard Kennedy School); Norwegian Institute of International Affairs 2018.

¹⁰ IEA/NEA. *Projected Costs of Generating Electricity*. International Energy Agency/Nuclear Energy Agency 2015.

La continuidad de los imperativos básicos de la política climática global acordados en el Acuerdo de París parece, por consiguiente, asegurada, aún con la retirada de EE. UU., del Acuerdo. Pero esto no significa que hayan desaparecido las profundas incertidumbres que afectan al escenario geopolítico de la energía a largo plazo. El ritmo de incorporación de las principales exigencias de la política de descarbonización (eficiencia, despliegue de vehículos eléctricos, descarbonización de la generación eléctrica, etc.) es incierto. También lo es el papel a medio y largo plazo del gas natural tanto en el transporte como en la generación eléctrica; e igualmente está teñido de incertidumbre el grado de penetración entre las energías bajas en carbono de la energía nuclear y la distribución geográfica de su despliegue. Por otro lado, la evolución tecnológica (y el grado de avance en la curva de aprendizaje), algo difícil de anticipar con precisión, en nichos clave como el desarrollo de las baterías (y otros mecanismos de almacenamiento eléctrico), la captura y confinamiento de CO₂ (y otras tecnologías de conversión del CO₂), la mejora de la eficiencia, la evolución de los costes relativos de generación eléctrica con gas natural, energía eólica y fotovoltaica y nuclear, etc. pueden condicionar decisivamente tanto el calendario del proceso de descarbonización, como la estructura energética que acompaña este proceso. Se mantienen además las incertidumbres en relación al despliegue óptimo de los instrumentos regulatorios para frenar las emisiones de CO₂ (p. ej.: en relación a la combinación óptima de los mecanismos de *command and control*, *cap and trade*, e impuesto sobre las emisiones) y a los efectos que la evolución de los marcos regulatorios del gas y sobre todo de la electricidad tienen sobre las decisiones de los agentes que determinan la configuración de la estructura energética. Todas estas incertidumbres no son neutras en cuanto a su efecto en el escenario geopolítico, cuyas diferentes sendas posibles generan, además, distintos *feed backs* sobre los factores puramente energéticos, configurando de esta manera el escenario geopolítico de la energía como un sistema extremadamente complejo y difícil de modelizar con precisión.

Un claro signo de la incertidumbre inherente a los escenarios energéticos globales a largo plazo es la insistencia creciente de los organismos encargados de elaborarlos en advertir que no deban ser considerados como previsiones (el WEO 2017, por ejemplo, dedica más de una página a explicitarlo). O'Sullivan, Overland y Sandalow (2018)⁹ establecen una sutil diferencia entre *forecasting scenarios* (que a menudo incluyen un *best guess* sobre el futuro) y *backasting scenarios* que definen un perfil futuro del sistema energético (normalmente considerado como deseable) y, en función de este, muestran los cambios políticos y tecnológicos necesarios para materializar ese futuro (los escenarios elaborados por la Agencia Internacional de la Energía estarían incluidos en la segunda categoría).

El sector del petróleo que, todavía, durante algunas décadas, seguirá condicionando la geopolítica de la energía, continuaría acumulando notables incer-

tidumbre a corto, medio y largo plazo. Como señalan Dale y Fattouh¹¹ existe una amplia variedad de previsiones sobre la evolución de la demanda global a largo plazo de petróleo, pero todas ellas reflejan un cambio de paradigma en el mercado de crudo, desde una percepción de escasez a una anticipación de abundancia; por esta razón, la tradicional discusión sobre el momento en que se produciría un «pico de oferta» se ha trasladado a la anticipación del «pico de demanda» en el perfil a largo plazo de esta variable. Aunque este «pico de demanda» (o más bien «techo») sea situado en momentos diferentes según las hipótesis utilizadas por los organismos elaboradores de escenarios energéticos a largo plazo, parece claro que el cumplimiento de los Acuerdos de París solo es compatible con una significativa reducción de la demanda de petróleo a largo plazo. Según la Agencia Internacional de la Energía (WEO 2016, WEO 2017), para conseguir una limitación del aumento de la temperatura a 2 °C, la demanda de petróleo debería descender hasta un nivel por debajo de los 75 millones de barriles/día en 2040, y por debajo de los 40 millones de barriles/día si se pretendiese respetar el límite de 1,5 °C (objetivo a cuya consecución los firmantes del Acuerdo de París deben continuar sus esfuerzos).

Como se señalaba en el número precedente de *Energía y Geoestrategia*, este perfil decreciente de la demanda de petróleo a largo plazo (si se respetan los Acuerdos de París) debería conducir a una senda de bajos precios del petróleo a largo plazo. La AIE (WEO 2012) estimaba las *remaining recoverable resources* (que incluyen las reservas probadas, más el incremento proyectado de reservas en campos ya conocidos y recursos no descubiertos que se consideran de probable recuperación con la tecnología existente en ese momento) en 5,9 billones (españoles) de barriles, lo que supondría más de un siglo y medio de consumo a los niveles actuales y cuatro siglos para una demanda de petróleo estimada en 2040 compatible con el límite de temperatura de 1,5 °C. Aun asumiendo un margen de error para estas estimaciones, el continuo avance de las tecnologías de extracción del petróleo tanto convencional como no convencional, tenderá previsiblemente a consolidar en el futuro un contexto de abundancia de crudo con necesarias repercusiones en los precios. En esa senda de la demanda de petróleo coherente con el cumplimiento de los Acuerdos de París, las «inversiones varadas» (*stranded investments*) en nuevos proyectos *upstream* podrían ser evitadas (con una planificación ajustada a la sustitución de pozos que se vayan agotando), pero parece difícil evitar la caracterización de una parte de los recursos petrolíferos de los países productores como activos varados (*stranded assets*). Ante esta situación, como señalan Dale y Fattouh, la estrategia racional de los países de costes bajos de extracción sería adelantar sus programas de producción para minimizar sus «recursos varados». Dale y Fattouh, consideran que esta estrategia competitiva «*higher volume, lower price*» por parte de esos países se demorará el tiempo necesario para que las estrategias de diversificación (como la prevista en la *Saudi Vision 2030*) puedan materializarse (en veinte

¹¹ DALE, S. y FATTOUH B. *Peak oil demand and long-run oil prices*. The Oxford Institute for energy studies 2018.

o treinta años). De esta manera evitarían el fuerte impacto en sus ingresos (y el consiguiente elevado desequilibrio presupuestario) de unos precios que, en un contexto de estrategias competitivas, deberían venir guiadas por los costes marginales a largo plazo de extracción (costes medios de las explotaciones marginales). Dale y Fattouh, citan las estimaciones de Rystad Energy que fijan para los costes medios de extracción de los cinco mayores productores de Oriente Medio (Arabia Saudí, UAE, Irán, Iraq y Kuwait), que representan alrededor del 30 % de la producción mundial, una cifra inferior a los 10 \$/barril; así mismo Rystad considera que en 2017 el 40 % de la oferta de petróleo se habría producido a costes medios inferiores a 15 \$/barril. Dale y Fattouh, consideran que existe un «coste social» de producción adicional a tener en cuenta por esos países (correspondiente a los ingresos fiscales necesarios para mantener, su sanidad, educación y otras prestaciones sociales) y que ese precio de *break even* tendría según el Fondo Monetario Internacional un valor de alrededor de 60 \$/barril.

De estas cifras podría deducirse que, al menos desde la perspectiva de los países de bajo coste de extracción, los 60/70 dólares barril supondría el precio suelo a intentar preservar hasta que su diversificación productiva reduzca su precio de *break even* fiscal. Esto exigiría, por tanto, como se ha señalado, retrasar las estrategias *higher volumen, lower price*, más coherentes con una estrategia de minimización de «recursos varados», pero que conducirían a precios del petróleo que impediría la sostenibilidad fiscal de esos países. Ahora bien, es posible que si el contexto de abundancia de crudo se agudiza, el entorno competitivo del mercado de petróleo también se profundice, independiente de los intereses estratégicos de algunos países productores, y obligue a todos a emprender estrategias competitivas. Está claro que si este escenario tuviese lugar en un horizonte cercano, el efecto económico sobre los países consumidores sería positivo pero conduciría a buen número de países productores a una profunda crisis política.

Por otro lado, aunque la continuidad de la política climática conduzca a un «pico de demanda global» y a un perfil de precios bajos del petróleo a largo plazo, las fluctuaciones a corto plazo, tanto de demanda como de precios, no están excluidas. Al inicio de 2018 (cuando se ha cerrado el número actual de *Energía y Geoestrategia*), como señala la AIE¹², la evolución de los *stocks* de los últimos trimestres indica que el mercado de crudo está tensionado, llegando el precio del crudo Brent al entorno de los 70 \$/barril recuperándose así el precio de diciembre de 2014. La previsión de los expertos recogida por *Reuter* (citada por la AIE) apuesta por un perfil de precios de 60/70 \$/barril a lo largo de 2018. Esta cifra es consistente con las previsiones de precios a medio plazo del petróleo (50/70 \$ barril) que se ofrece en la WEO 2017 y coincide con el precio de *break-even* fiscal para los países productores de bajo coste de extracción. Sin embargo, las previsiones a corto plazo son inciertas, ya que dependen de un gran

¹² IEA. *Oil Market Report*. Highlights January 2018.

número de factores que condicionan la respuesta de la oferta a corto plazo. El mantenimiento del Acuerdo de reducción de la producción que entró en vigor en enero de 2017 y que fue liderado por la OPEP (con el añadido de Rusia y de otros países de fuera de la Organización) tendrá sin duda un efecto alcista sobre los precios. Igual efecto alcista tendría una iniciativa de EE. UU., relativa al Acuerdo nuclear con Irán que afectase a las expectativas de progresiva recuperación de su capacidad de producción. En sentido contrario, una rápida respuesta de la producción no convencional de petróleo de EE. UU., (de más corto ciclo de inversión) tendería a estabilizar los precios. Esta capacidad para jugar un papel de *swing producer* (aunque a través de los mecanismos de mercado) que algunos expertos atribuyen a la producción no convencional de EE. UU., se ha visto, sin duda, simbólicamente reforzada con los datos de producción de crudo de los EE. UU., de noviembre de 2017 que ha superado los 10 millones de barriles/día, sobrepasando así el pico de producción histórico registrado en 1970.

Como se ha señalado, la conversión de EE. UU., en primer productor mundial de crudo (por delante de Arabia Saudí y Rusia) incrementará la seguridad energética del país (al garantizar su autoabastecimiento) e incluso puede servir como divisa propagandística del «America First». No está claro, sin embargo, que vaya a ser utilizado como un nuevo instrumento en el juego geopolítico. Es cierto que Arabia Saudí y Rusia han utilizado su posición en la oferta global de hidrocarburos como una baza geoestratégica. Pero en el caso de EE. UU., con una oferta de crudo descentralizada, y una multiplicidad de centros de decisión cuyo comportamiento viene determinado por las señales de mercado, parece difícil la utilización del petróleo como arma geopolítica. Una producción de crudo como la no convencional en EE. UU., con ciclos cortos de inversión y rápidas tasas de declino, puede ser un factor de estabilización de los mercados al alza y a la baja, simplemente respondiendo de forma automática a los movimientos de precios, pero parece difícil que pueda convertirse en un instrumento centralizado de intervención del mercado por razones de carácter geopolítico. Estos rasgos característicos de la producción no convencional de crudo en los EE. UU., también pueden considerarse, sin embargo, dada la rapidez y la capacidad de modulación de los ajustes de oferta al alza y a la baja, como una protección natural del sector petrolero americano frente a los riesgos de «inversiones varadas» y de acumulación de «recursos varados».

Las incertidumbres que afectan a los escenarios a corto, medio y largo plazo del gas natural son distintas de las que soporta el sector petróleo. El cumplimiento de las restricciones de política climática aprobadas en el Acuerdo de París, tiene un impacto sobre la demanda global de gas natural a largo plazo muy diferente. En el escenario (de entre los tres principales) más exigente de la AIE (WEO 2017) desde la perspectiva medioambiental, la demanda global de gas natural se incrementa hasta el 2030 y luego desciende ligeramente hasta 2040 cuando todavía alcanza un nivel del orden de un 15 % por encima del actual. En realidad, aunque es lógico que se prevea una reducción de la utilización de gas natural a muy largo plazo por razones de política climática (el gas natural,

aunque en menor medida que el petróleo y el carbón es también un emisor de CO₂ y, además, en su proceso de extracción comporta riesgos de emisión de metano y otros impactos medioambientales), otras características diferenciales de este combustible le convierten en un potencial recurso energético de transición durante unas décadas. En primer lugar, su impacto medioambiental en relación con la emisión de partículas, dióxido de carbono y óxidos de nitrógeno es sensiblemente más bajo que el provocado por el petróleo y el carbón. Dado que este tipo de emisiones representa una forma de contaminación más inmediatamente tóxica sobre la población, la utilización de gas natural como un sustituto del carbón en la producción de electricidad y de los productos petrolíferos en el transporte, representará todavía durante al menos dos décadas un recurso de acompañamiento a las energías de descarbonización (renovables y nuclear).

En EE. UU., además, el mantenimiento previsto de precios bajos del gas natural a medio plazo (WEO 2017 considera unos precios medios del orden de tres dólares/millón de BTU, hasta 2020) facilitará la sustitución de carbón por gas en la generación de electricidad incluso en un contexto de política climática laxa. En China e India, dada su fuerte dependencia del carbón, el cumplimiento de sus objetivos de descarbonización (y de reducción de las emisiones de partículas, dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno) dependerá en gran medida de la utilización de gas natural.

En Europa, WEO 2017 prevé (en su escenario central) una presencia significativa del gas natural hasta 2040 (un crecimiento de la demanda del 7 % sobre 2016); la utilización del gas natural en la generación eléctrica aumentaría por la sustitución de capacidad de generación con carbón y energía nuclear y la necesidad de potencia de *back-up* para acomodar la intermitencia de las energías renovables. Dado que la producción europea se reduciría sensiblemente, la Unión Europea aumentaría notablemente su dependencia exterior. Según WEO 2017, las importaciones europeas en 2040 seguirían dependiendo esencialmente de Rusia (40 %) pero el suministro exterior por gaseoducto pasa de representar un 85 % en 2016 a dos tercios en 2040, aumentando además su diversificación (Oriente Medio y países del Caspio, esencialmente Azerbaiyán); la importación en forma de gas natural licuado aumentaría correlativamente, llegando a alcanzar las importaciones provenientes de Estados Unidos un 10 % en 2025.

La importación de gas natural a Europa suscita numerosos interrogantes geopolíticos. En primer lugar, lógicamente, el mantenimiento de la fuerte dependencia del gas ruso que el escenario de la WEO 2017 refleja, implica un riesgo notable dada la elevada incertidumbre que afecta al marco de las relaciones Rusia-Europa-EE. UU. Por otro lado, sin embargo, Rusia presenta ventajas naturales desde el punto de vista del coste de suministro y EE. UU., dada la orientación proteccionista de su política comercial y la renuencia a la aceptación de reglas de carácter multilateral por parte de su ejecutivo, tampoco sería un relevo (aunque parcial) de bajo riesgo. Desde luego, la aplicación del peso del suministro de GNL y la diversificación tanto del suministro de gas natural licuado, como del origen del suministro por gaseoducto, tal como sugiere el escenario de la

AIE son claros principios de actuación para la UE. No obstante el desarrollo de esta política, tal como se analiza en los artículos de José Pardo de Santayana, de Melike Janine Söknen y Eduard Soler, de «Energía en la estrategia de la Federación Rusa» y «Más allá de los tubos: La geopolítica de la energía en Turquía y países vecinos», está entrelazado en una compleja red de intereses geopolíticos, de Rusia, Turquía, países potenciales de tránsito de los gaseoductos, países productores de Oriente Medio y del Caspio, etc. lo que requiere una diplomacia europea que en ese enmarañado contexto minimice el riesgo geopolítico asociado al suministro de gas, dentro del respeto a las restricciones geopolíticas que impone los imperativos de la política exterior europea.

La dependencia global de los hidrocarburos (petróleo y gas) seguirá siendo importante en las próximas décadas (un 48 % del total de la demanda global de energía primaria en 2040, en la hipótesis del WEO 2017 acorde con un crecimiento de la temperatura de 2 °C). Esto significa que su suministro continuará siendo una variable geopolítica fundamental tanto desde la perspectiva de la seguridad energética como de la política de defensa. Sin embargo, como se indicó anteriormente, las restricciones a largo plazo de la política de descarbonización global implican un creciente avance de la electrificación (sobre todo en el transporte) y de la penetración de energías descarbonizadas (renovables y nuclear) en la generación eléctrica. Esta evolución exige incorporar nuevas reflexiones a la geopolítica de la energía, tanto en el campo de la «geopolítica de las energías renovables»^{8,9} y en el de la «geopolítica de la energía nuclear»¹³, como en el de las nuevas tecnologías y las exigencias regulatorias necesarias para acomodar un nuevo paradigma en el funcionamiento del sector eléctrico y en el transporte por carretera (vehículos eléctricos). Este nuevo paradigma supone una fuerte sustitución, en el sector eléctrico, de costes del combustible por costes de inversión, pero dada la dependencia de algunos equipos (p. ej. baterías) de minerales raros, como el litio, no elimina los riesgos de suministro (o de cartelización)^{7,8}. Por otro lado, este nuevo paradigma (electrificación + renovables) supone, además de el avance hacia sistemas de compleja interacción entre las *utilities* tradicionales y los nuevos «recursos distribuidos»¹⁴, una mayor interdependencia entre sistemas eléctricos. Esto puede implicar un mayor riesgo, pero también, como señala G. Escribano⁷ nuevas formas de cooperación internacional. La rivalidad por el suministro de hidrocarburos tiene más características de juego de suma cero, que la relación entre países dentro del nuevo paradigma donde es fácil descubrir oportunidades de suma positiva. Como antes se indicó, China presenta ya importantes ventajas para disputar la «dominancia» a EE. UU., dentro de este nuevo paradigma energético (buen posicionamiento en la producción de minerales raros, gran experiencia exportadora de paneles solares, y un enorme potencial de aprovechamiento de economías

¹³ DE BLASIO N. y NEPHEW R. *The geopolitics of nuclear power technology*. Center of Global Energy Policy. Columbia/SIPA. March 2017.

¹⁴ *Utility of the future*. MIT Energy Initiative 2016.

de escala y por tanto de avance en la curva de aprendizaje en el desarrollo de tecnologías renovables y vehículos eléctricos).

La energía nuclear en su dimensión militar ha sido a lo largo de la Guerra Fría un dominio esencial en el análisis geopolítico, pero la previsión de su desarrollo en el ámbito civil suscita nuevos interrogantes geopolíticos. Aunque la AIE prevé que la energía nuclear tendrá un papel significativo en la configuración de una economía descarbonizada (según WEO 2017 un 15 % de la demanda global de energía primaria en 2040 en el escenario de más exigencia medioambiental) frente a un 10 % en la actualidad, es previsible que exista una fuerte concentración de inversiones en nueva capacidad de generación eléctrica nuclear en China, Rusia, India y, posiblemente, el Oriente Medio, pero al mismo tiempo una tendencia a la reducción de la presencia nuclear en la mayor parte de los países industrializados. Pero, como se ha mencionado, también se puede anticipar no solo un mayor avance en la curva de aprendizaje de esta tecnología por parte de China (que ya registra costes en la generación eléctrica nuclear sensiblemente más bajos que en Europa y EE. UU.), dado el masivo programa de inversiones en capacidad de generación nuclear que proyecta, sino una activa política de presencia exterior (ya ha participado con EDF en el proyecto Hinckley Point 2 de Reino Unido), con una creciente presencia tecnológica e inversora (en Oriente Medio, por ejemplo). Esta activa geoestrategia en terreno de la energía nuclear, aunque todavía incipiente, también parece formar parte del arsenal de la utilización geopolítica de la energía por parte de Rusia (ya existe iniciativas suyas en el Oriente Medio). En este escenario, por tanto, también Rusia y, sobre todo, China parecen adquirir ventajas estratégicas en relación a EE. UU., y, desde luego, a Europa, donde la única tecnología de tercera generación existente (francesa) sigue presentando problemas de coste y el único país europeo con un programa claramente proactivo de desarrollo civil de la energía nuclear (Reino Unido) ha aprobado su salida de la Unión Europea¹⁵.

Como se ha visto, la Unión Europea se enfrenta a sustanciales interrogantes en el ámbito de la geopolítica de la energía. El comisario de Energía de la UE. Arias Cañete, ofrece en su entrevista para este número de Energía y Geoestrategia sus opiniones al respecto. Algunos de estos retos geopolíticos se refieren al posicionamiento de la UE, como unidad en el escenario energético global. Ya se ha mencionado la complejidad e incertidumbres que caracterizan a una estrategia europea que minimice precio y riesgo en el suministro de gas natural a los países de la Unión. Igualmente se ha señalado la ausencia de una política conjunta relativa al desarrollo de la energía nuclear civil, cuestión que no puede ser obviada completamente dada la existencia de dos países europeos con armamento nuclear (aunque uno de ellos en proceso de separación de la UE) y el poco probable escenario de continuidad de esa opción militar y abandono del programa nuclear civil. En el ámbito de la nueva geopolítica de las energías

¹⁵ ARANZADI, C. *La opción nuclear en la estrategia energética del Reino Unido*. Real Instituto Elcano 2/2017.

renovables cabe preguntarse por las oportunidades de cooperación en áreas, como África, propicias al desarrollo de estas energías por razones de sus ventajas en la disponibilidad de recursos (p. ej.: sol) o de sus necesidades de acceso a la electrificación cuya vía más adecuada es la generación distribuida con energías renovables. Por otro lado, la retirada de EE. UU. del Acuerdo de París, impone a la Unión Europea la exigencia de propiciar un coliderazgo de la política climática global, conjuntamente con los dos grandes emisores China e India, tanto para compensar los eventuales efectos cuantitativos de la actitud de *free rider* norteamericana como para limitar su impacto en la financiación de los mecanismos previstos para el desarrollo de la política de descarbonización de los países en vías de desarrollo y, sobre todo, para garantizar la preservación de una cultura global alejada del climaescepticismo.

En el caso de la Unión Europea, existe además la necesidad de poner en práctica una geopolítica «interna» de la energía. Es decir, es necesario conciliar posiciones de los países miembros no siempre coincidentes a la hora de elaborar una política energética común. La aprobación del llamado *Winter package* (Clean Energy for All) ha supuesto un nuevo avance en el desarrollo de una normativa europea de amplio alcance que perfecciona el marco regulatorio e introduce nuevos mecanismos de gobernanza para facilitar la implementación de las políticas energéticas europeas. Sin embargo, muchas barreras permanecen. En primer lugar, la inexistencia de un verdadero regulador europeo para los sectores gasísticos y eléctrico que permita, en el ámbito de la regulación, una operatividad similar a la de la política de la competencia responsabilidad de la Comisión Europea. En segundo lugar, la dificultad, incluso con los nuevos mecanismos de gobernanza, para abordar de forma suficientemente rápida iniciativas necesarias para lograr un funcionamiento eficiente y mejorar los estándares de seguridad en los sectores eléctrico y geogasístico, como son las inversiones en infraestructuras de conexión. En tercer lugar, cabe preguntarse por el efecto «inercia» en la preservación de determinadas políticas. El *Winter package*, por ejemplo, continúa proponiendo un marco regulatorio para el sector eléctrico que se mantiene en gran medida tributario del modelo *energy only market*, cuando los mercados mayoristas de energía eléctrica, a medida que la penetración en la generación eléctrica de tecnologías de coste variable bajo o casi nulo aumenta, agudiza el fenómeno llamado del *missing money*, es decir la insuficiencia de los precios en el mercado mayorista para recuperar los costes totales de generación de los nuevos proyectos. Esta tendencia que tenderá a agudizarse a medio y largo plazo, impide a los precios del mercado mayorista jugar su papel de señal para las inversiones en generación y almacenamiento. Esto significa que estas inversiones dependerán crecientemente de la señal de los precios en mercados de capacidad (que la Comisión Europea tiende a considerar bajo la «presunción» de encubrir ayudas públicas) o en subastas para la adjudicación de nueva capacidad de energías renovables¹⁶. El Reino Unido

¹⁶ ARANZADI, C. *La evolución del sistema de formación de los precios eléctricos*. Informe económico y financiero. ESADE 2º semestre de 2017.

ha diseñado un marco regulatorio para el sector eléctrico que aborda de forma más pragmática la nueva realidad tecnológica y medioambiental del sector, pero que se aleja del paradigma regulatorio definido en el *Winter package* y que posee características análogas al modelo de «comprador único». Por otro lado, la definición de un modelo regulatorio consistente con la consideración del suministro eléctrico como un conjunto de servicios (no solo de energía), tal como propone MIT Energy Initiative, es más adecuado al nuevo entorno de coexistencia de las *utilities* tradicionales y los «recursos distribuidos». Un segundo ejemplo de la dificultad para reorientar radicalmente el diseño de instituciones cuyo funcionamiento no ha sido adecuado se está haciendo patente en las iniciativas de reforma del mercado de derechos de emisiones de CO₂ diseñado en aplicación del mecanismo de *cap and trade*. En este mercado, también, los precios medios del CO₂ han sido sustancialmente más bajos que los que se consideran necesarios para dar una señal a las inversiones a largo plazo coherentes con la política de descarbonización. Los intentos de reforma (a través de la utilización de fondos de estabilización) pueden permitir una disminución de la volatilidad de estos precios pero difícilmente corregirán una tendencia (a menos que exista una intervención claramente discrecional). En todo caso, si existe una estimación aceptada del «coste social» de la emisión de CO₂ que deba plasmarse en un precio, parece más simple fijar este precio del CO₂ directamente en forma de impuesto, en vez de mantener un mecanismo con costes de transición más elevados como el sistema de *cap and trade*. También, en este caso, el Reino Unido ha buscado una solución pragmática (mantener el sistema de *cap and trade* pero establecer un precio suelo en forma de impuesto) y, previsiblemente, este será el camino que seguirán otros países de la UE. En última instancia, como se ha mencionado anteriormente, el mecanismo utilizado más probable en el futuro será una combinación de *cap and trade*, impuesto y *command and control* (sobre todo para la edificación y transporte en las ciudades).