

Conjeturas energéticas para 2020: geopolíticas del petróleo, el gas y el Pacto Verde Europeo

Gonzalo Escribano | Director del Programa de Energía y Cambio Climático del Real Instituto Elcano | @g_escribano 

Tema

¿Qué se puede conjeturar acerca del sector energético para 2020 en clave europea y española?

Resumen

El año 2020 estará marcado por el impacto sobre los precios del petróleo de la escalada entre EEUU e Irán, aunque también se prevén novedades importantes en la producción de gas y petróleo no convencional de EEUU, el comienzo de la producción de petróleo en Guyana, la política energética argelina, el futuro petrolero de Libia y el del gas del Mediterráneo Oriental. Pero pese a la proliferación de expectativas sobre los productores de gas y petróleo, en Europa el año vendrá marcado por el desarrollo del Pacto Verde Europeo y su plena integración, por primera vez, en la agenda geopolítica europea.

Análisis

La geopolítica de la energía promete un año 2020 repleto de incertidumbres y con numerosos focos de interés que mantendrán la atención de los mercados. Como viene ocurriendo en los últimos años, el ámbito energético concentra una parte importante de las preocupaciones globales. De los 10 conflictos a seguir en 2020 identificados por el *International Crisis Group*, la mitad tienen componentes y/o implicaciones energéticas: Yemen, Libia, EEUU - Irán - Golfo Pérsico, Venezuela y Ucrania.¹ *Eurasia Group* selecciona 11 riesgos principales, de los cuales cinco tienen una dimensión energética directa: el cambio climático, el *crescendo* chií, y la inestabilidad política en América Latina, Turquía y la mayoría de los países incluidos en lo que denomina el nuevo “eje del mal” (Irán, Venezuela, Siria y Corea del Norte).²

A más largo plazo, el panorama de riesgos parece concentrarse en el impacto del cambio climático. Por primera vez, el *Global Risks Report 2020* del *World Economic Forum* está dominado por el cambio climático. Las cinco primeras posiciones de su listado de riesgos a largo plazo están ocupadas por los eventos meteorológicos extremos, el fracaso de la acción climática, los desastres naturales, la pérdida de

¹ R. Malley (2019), “10 conflicts to watch in 2020”, *International Crisis Group*, Commentary, 27/XII/2019, <https://www.crisisgroup.org/global/10-conflicts-watch-2020>.

² I. Bremmer y C. Kupchan (2019), *Top Risks 2020 Report*, *Eurasia Group*, https://www.eurasiagroup.net/files/upload/Top_Risks_2020_Report_1.pdf.

biodiversidad y los desastres ambientales. Entre los riesgos a corto plazo, el informe cita las olas de calor extremo, la destrucción de los ecosistemas, los incendios descontrolados y el impacto de la contaminación sobre la salud.³ Dado que la creciente relevancia del cambio climático requiere de un análisis diferenciado, este ARI se centra sobre las tendencias previsibles en materia de geopolítica de la energía.

El principal elemento de tensión será sin duda el recorrido de la escalada entre EEUU e Irán, y cómo afectará a los precios del petróleo y los equilibrios geopolíticos. Pero 2020 tiene otras citas importantes como la evolución de la producción de gas y petróleo no convencional en EEUU, la incorporación de Guyana al reducido grupo de grandes productores mundiales de petróleo, la evolución de la política energética argelina, el futuro petrolero de Libia y, cada vez más relacionado con éste, el del gas del Mediterráneo Oriental. Finalmente, en perspectiva europea, el elemento clave consistirá en el recorrido que finalmente tenga el Pacto Verde Europeo y sus implicaciones geopolíticas, con lo que la transición energética entrará por primera vez en la agenda exterior de la UE al mismo nivel que las preocupaciones relativas al régimen fósil.

Geopolítica y precios del petróleo

Como en años anteriores, nuestra conjetura de precios para 2020 sigue las previsiones de la *US Energy Information Administration* (US EIA), que acaban de ser revisadas al alza un 7% para el Brent, situándose en una media anual de 65 dólares por barril.⁴ Tras el aumento de las tensiones entre EEUU e Irán, algunos analistas han subido moderadamente sus previsiones, caso de Morgan Stanley (de 60 a 65 dólares) o Citibank (de 56 a 61), mientras que JP Morgan la ha mantenido en los 64,5. Evidentemente, los efectos sobre los precios dependerán en buena medida de la evolución de las tensiones en el Golfo Pérsico, pero nuestra conjetura es que, salvo que se produzca una espiral de represalias que afecte directamente y de manera significativa a los suministros de la región, los precios se mantendrán en el intervalo de 60 y 80 dólares por barril que vienen tanteando en los últimos dos años, replicando a corto plazo la volatilidad de los acontecimientos geopolíticos.⁵

Aunque una crisis EEUU-Irán que lleve a una subida de los precios por encima de dicho rango no puede descartarse, los escenarios más extremos parecen, por el momento, relativamente poco probables.⁶ Por consideraciones estratégicas y económicas, el cierre del estrecho de Ormuz no parece estar en el interés de Irán. Estratégicamente alienaría a China, uno de sus escasos clientes, y desencadenaría una respuesta militar fulminante por parte de EEUU. Por otro lado, la degradada situación económica de Irán, que ha perdido un 9,5% del PIB en 2019, no le permite poner en riesgo sus menguadas exportaciones petroleras, única fuente de ingresos que le queda. Además, la reacción

³ WEF (2020), *Global Risks Report 2020*, enero, http://www3.weforum.org/docs/WEF_Global_Risk_Report_2020.pdf.

⁴ US EIA (2020), "Short-term energy outlook", 14/1/2020, <https://www.eia.gov/outlooks/steo/>.

⁵ G. Escribano (2020), "A cara o cruz: evolución de los precios del petróleo tras el asesinato del general Soleimani", Blog Elcano, 10/1/2020, <https://blog.realinstitutoelcano.org/a-cara-o-cruz-evolucion-de-los-precios-del-petroleo-tras-el-asesinato-del-general-soleimani/>.

⁶ Energy Intelligence (2020), "Iran: gloves off after Soleimani killing", Memo, 6/1/2020, http://www.energyintel.com/_LAYOUTS/EIG/PDF/EIRResearch/CRE/Iran_010620.pdf.

de otros actores podría compensar una perturbación temporal grave en el suministro. La Agencia Internacional de la Energía podría liberar reservas estratégicas y la OPEP+ (la OPEP junto a otros productores, básicamente Rusia) reducir el recorte de 1,7 millones de barriles diarios acordado a finales de 2019.

Pero quizá el elemento principal para la tranquilidad consista en que los mercados ya descuentan una prima de riesgo geopolítico sustancial.⁷ En consecuencia, sólo parecen dispuestos a cotizar crisis mayores que se traduzcan en pérdidas de producción o interrupciones de suministro sustanciales, como ocurrió el pasado septiembre con los ataques a las instalaciones petroleras saudíes. Al igual que entonces, los precios subieron con fuerza tras el asesinato de Soleimani y los posteriores ataques iraníes a bases iraquíes, para volver a caer cuando se comprobó que las infraestructuras y los corredores energéticos no se verían afectados. Además de una crisis mayor que afecte a los suministros de Oriente Medio, el riesgo latente es que una crisis más o menos controlada en el Golfo coincida con algún acontecimiento inesperado en otros productores. En ese caso, los grandes suministradores de Oriente Medio, en especial Arabia Saudí, no serían capaces de compensar las eventuales pérdidas de suministro y los mercados probablemente reaccionarían con fuertes subidas al alza. Por eso es importante seguir la evolución de los acontecimientos en otros países, tanto para ponderar riesgos adicionales como posibles vías de compensación.

Los dos principales elementos de equilibrio del mercado son Rusia y EEUU. El compromiso de Rusia con los recortes acordados en el seno de la OPEP+ lleva tiempo debilitándose, pues sus nuevos proyectos petroleros y las estrategias de sus compañías parecen cada vez más incompatibles con las cuotas asignadas.⁸ Parece previsible que Rusia vaya saliendo gradualmente del acuerdo de recorte de producción alcanzado, ya con cierta dificultad, por la OPEP+. En caso de que los precios se dispararan por el tensionamiento de la oferta, la presión de las compañías rusas para incumplir sus cuotas aumentaría en paralelo a los precios. El segundo vector de reequilibrio del mercado es la producción de petróleo no convencional de EEUU. La subida de precios prevista por la US EIA conlleva un aumento de casi el 1% en sus previsiones de producción para EEUU frente a las previsiones previas, alcanzando los 13,3 millones de barriles diarios (mbd) en 2020 (1,1 mbd más que en 2019) y retrasando la moderación en el crecimiento de la producción a 2021 (13,7 mbd).⁹ Es decir, cualquier subida de precios supondría una respuesta a corto plazo por parte de los productores estadounidenses de petróleo no convencional.

La propia OPEP prevé que 2020 traiga noticias positivas en términos de una mayor producción en Noruega, México y Guyana.¹⁰ La gran novedad de 2020 será, probablemente, los 120,000 barriles diarios que Exxon espera producir en Guyana, a los que pueden seguir otros 200.000 a partir de 2022 y nuevos barriles de otros

⁷ S. Toy (2020), "Oil traders lose faith in geopolitical rallies", The Wall Street Journal, 8/1/2020, <https://www.wsj.com/articles/oil-traders-lose-faith-in-geopolitical-rallies-11578402000>.

⁸ La OPEP+ acordó a finales de 2019 prolongar y extender la magnitud de sus recortes de producción.

⁹ US EIA (2020), *op. cit.*

¹⁰ OPEC (2020), "Monthly oil market report January 2020", 14/1/2020, https://www.opec.org/opec_web/en/publications/338.htm.

proyectos en curso, entre los que se incluye uno de Repsol.¹¹ El descubrimiento ha despertado el apetito por explorar en la vecina Surinam, aunque también los recelos acerca de la actitud de Venezuela, que mantiene demandas territoriales sobre dos terceras partes del territorio de Guyana, incluyendo la Zona Económica Exclusiva en que se encuentran los yacimientos *offshore* de Exxon. No obstante, no parece que Venezuela esté en condiciones de desafiar los intereses estadounidenses en Guyana, y aún menos los chinos, representados por la participación de CNOOC en los campos operados por Exxon.

Por ello, la principal incertidumbre sobre la evolución de la producción petrolera de Guyana está en el marco institucional (contratos, licencias, política energética y medidas de transparencia) con que se dote el país tras las elecciones previstas para marzo de este año. Por el momento, Guyana ha intentado escapar de la maldición de los recursos con tres medidas: (1) solicitando la adhesión a la Iniciativa para la Transparencia de las Industrias Extractivas (EITI, por sus siglas en inglés); (2) la creación de un fondo petrolero; y (3) la adopción de una estrategia de desarrollo sostenible a financiar por los ingresos petroleros que permita paliar los problemas medioambientales del país y generar la actividad económica y el empleo que el sector petrolero no puede inducir directamente.¹² La relevancia de Guyana, por tanto, no radica tanto en la cantidad de barriles que aporte sino en la esperanza de que pueda constituir una ruptura con la maldición de los recursos que hasta la fecha ha supuesto el descubrimiento de petróleo en los países en desarrollo.

Pero la escena internacional no sólo promete aumentos de producción. Quizá la mayor incógnita, como viene sucediendo desde hace años, esté en Libia, convertida en escenario de confrontación de potencias extranjeras.¹³ Los acontecimientos vienen acelerándose en el país tras el acuerdo alcanzado con Turquía sobre la delimitación de sus respectivas Zonas Económicas Exclusivas, el fracaso del alto el fuego mediado por Rusia y los modestos resultados alcanzados en la Conferencia de Berlín convocada por la diplomacia alemana a principios de año. A mediados de enero algunas tribus amenazaron con cerrar las instalaciones petroleras en protesta por el pago de dinero libio a mercenarios sirios, en los días previos a la conferencia de Berlín convocada por Alemania la producción petrolera libia había caído a la mitad, y tras la misma se ha ampliado el cierre de instalaciones. En 2020 se verá si Haftar consigue hacerse no sólo con el control de la mayor parte de campos petroleros, sino también con el de la compañía petrolera libia y el banco central del país y, por tanto, con la totalidad de los recursos del país.¹⁴ Sin embargo, como muestra de que los mercados ya descuentan

¹¹ H. Vella (2019), "Offshore Guyana: no longer frontier country?", *Offshore Technology*, 21/XI/2019, <https://www.offshore-technology.com/features/offshore-guyana-no-longer-frontier-country/>.

¹² EITI (2020), "Guyana", 9/1/2020, <https://eiti.org/guyana>; y A. Holland (2018), "Guyana: building sustainable security", *ASP Report*, octubre, <https://www.americansecurityproject.org/wp-content/uploads/2018/10/Ref-0216-Guyana-Building-Sustainable-Security.pdf>.

¹³ F. Wehrey y J. Harchaoui (2020), "How to stop Libya's collapse: countering warlords, foreign meddlers, and economic malaise", *Foreign Affairs*, enero/febrero, 7/1/2020, <https://www.foreignaffairs.com/articles/libya/2020-01-07/how-stop-libyas-collapse>.

¹⁴ G. Escribano (2019), "Europa debe evitar que Haftar controle el petróleo de Libia y su Banco Central", *Blog Elcano*, 9/V/2019, [https://blog.realinstitutoelcano.org/europa-debe-evitar-que-haftar-controle-el-\(cont.\)](https://blog.realinstitutoelcano.org/europa-debe-evitar-que-haftar-controle-el-(cont.))

estos incidentes geopolíticos, la pérdida de la producción libia, que en 2011 desató una fuerte subida de precios obligando a la Agencia Internacional de la Energía a liberar reservas estratégicas, esta vez apenas supuso un leve incremento de los precios revertido en pocas horas.

Tensiones gasistas en el Mediterráneo

En clave española, el foco de la geopolítica del gas recae en la evolución de la política energética de Argelia durante 2020. Políticamente, 2019 quedó marcado por la retirada de Bouteflika y la elección de un nuevo presidente en unas elecciones pospuestas y contestadas que no han conseguido acabar con las protestas de la población. Desde la perspectiva energética, además de las incertidumbres económicas y sociales propias de una situación política difícil, los dos acontecimientos clave fueron la destitución del presidente de Sonatrach, la compañía nacional de hidrocarburos, y la aprobación de la muy esperada nueva Ley de Hidrocarburos.

Antes de ser cesado en abril entre acusaciones de corrupción, Abdelmoumen Ould Kaddour había iniciado una reforma de Sonatrach, encauzó los conflictos con las compañías internacionales y presionó para reducir la burocratización de los procesos en el sector energético y la adopción de una política energética más abierta. Su objetivo era atraer la inversión necesaria para evitar un declive de la producción gasista del país en los próximos años, despolitizando la política energética argelina y la propia Sonatrach. Su salida fue interpretada como una mala noticia por las compañías internacionales, preocupadas por un retorno a la parálisis y la deriva nacionalista de la política energética del país. En ausencia de un gobierno fuerte legitimado para adoptar medidas impopulares de reforma energética, parecía imponerse el escenario de “continuidad deteriorada” descrito en el documento del año pasado.¹⁵ Quizá el peor resultado de la patrimonialización de los recursos energéticos por parte de las elites argelinas es que han contaminado cualquier esfuerzo para la necesaria reforma del sector, que tiende a ser interpretado por la población como una renovación de la estrategia de captura de rentas de los últimos años.

Especialmente complicada en un contexto de inestabilidad política e interinidad gubernamental parecía la aprobación de la nueva Ley de Hidrocarburos, que llevaba en ciernes varios años bajo un contexto mucho más propicio. Sin embargo, el pasado noviembre, un mes antes de la elección como nuevo presidente de Abdelmadjid Tebboune, el parlamento la aprobó aceleradamente en medio de protestas tanto por parte de los seguidores del *hirak* (el movimiento popular de protesta argelino) como de la antigua cúpula de Sonatrach. Ambos criticaron la aprobación de una legislación fundamental para el país sin apenas debate, público ni parlamentario, por un gobierno y un parlamento carentes de legitimidad, inmediatamente antes de las elecciones

petroleo-de-libia-y-su-banco-central/. Véase también el artículo del presidente de la compañía petrolera nacional libia, Mustafa Samalla (2019), “Only a cease-fire will protect Libya’s oil”, Bloomberg, 8/V/2019, <https://www.bloomberg.com/opinion/articles/2019-05-08/only-a-cease-fire-will-protect-libya-s-oil>.

¹⁵ G. Escribano (2019), “Algunas citas con la energía en la agenda global española de 2019”, ARI, nº 11/2019, Real Instituto Elcano, 29/I/2019, http://www.realinstitutoelcano.org/wps/portal/rielcano_es/contenido?WCM_GLOBAL_CONTEXT=/elcano/elcano_es/zonas_es/energia/ari11-2019-escribano-algunas-citas-energia-agenda-global-espanola-2019.

presidenciales. El Ministerio de Energía (cuyo titular no ha cambiado en el gobierno Tebboune) y la propia Sonatrach respondieron que era urgente afrontar la drástica reducción del interés de las compañías internacionales por asociarse con Sonatrach en un contexto de “oferta abundante, bajos precios y la introducción de las renovables”, que ha hecho que las exportaciones por gasoducto hacia Europa caigan en 2019 cerca de un 40%.¹⁶

La legislación fue publicada a principios de enero y su aplicación marcará la política energética argelina en 2020. Pese a las protestas populares por abrir supuestamente la puerta a una mayor influencia de las compañías extranjeras, en realidad la nueva ley da pasos bastante moderados. Las compañías internacionales vienen demandando desde hace años tres cosas: (1) la posibilidad de controlar los proyectos energéticos con participaciones mayoritarias (la denominada regla 49/51); (2) una mejora de las condiciones fiscales; y (3) la agilización y desburocratización de los proyectos y su contexto institucional. De esos tres puntos, la nueva ley sólo reduce la fiscalidad, se mantiene la regla 49/51, y la agilización de procesos y flexibilización de contratos para afrontar la competencia en los mercados europeos se mantienen como una declaración de intenciones cuya efectividad se verá en 2020. Los precedentes no son prometedores: en los últimos meses, tanto la nueva cúpula de Sonatrach como del Ministerio de Energía mantuvieron su defensa de los contratos de gas *take-or-pay* ligados al precio del petróleo.¹⁷ Para 2020, salvo que se produzca un cambio sustancial en la política energética argelina que desafíe tanto al *statu quo* como a las presiones populares, lo previsible es que la liberalización del sector avance lentamente y se mantenga el escenario de “continuidad deteriorada”, con el consiguiente perjuicio para la producción y las exportaciones de gas de que depende la economía del país.

A la inestabilidad interna se suma el deterioro de la situación de la vecina Libia. En los últimos meses de 2019, la evolución del conflicto libio ha quedado ligada a las incertidumbres sobre el gas del Mediterráneo Oriental, cuya evolución no sólo no está contribuyendo a pacificar la región, sino que está intensificando las tensiones geopolíticas pre-existentes.¹⁸ El memorando de entendimiento firmado a finales de 2019 entre Turquía y Libia para demarcar sus zonas marítimas ignora la presencia de Creta y las concesiones chipriotas marca un punto de inflexión en la agresividad turca en la región, y ha sido fuertemente contestado en Atenas, Nicosia y El Cairo. El acoso por parte de Turquía a los buques dedicados a la exploración de gas en los bloques

¹⁶ E. Byrne (2020), “Tentative reform moves could boost Sonatrach”, *Petroleum Economist*, 13/1/2020, <https://www.petroleum-economist.com/articles/politics-economics/africa/2020/tentative-reform-moves-could-boost-sonatrach>.

¹⁷ Se trata de contratos muy rígidos que indexan los precios del gas a los del petróleo y que exigen el pago de las cantidades contratadas aunque no haya demanda para las mismas, expulsando el gas argelino del mercado europeo ante las nuevas condiciones de un mercado de Gas Natural Licuado más flexible y de precios bajos.

¹⁸ M. Tanchum (2019), “Un sistema de intercambio virtual puede generar paz en el Mediterráneo Oriental”, Comentario Elcano, nº 21/2019, Real Instituto Elcano, 12/VI/2019, http://www.realinstitutoelcano.org/wps/portal/rielcano_es/contenido?WCM_GLOBAL_CONTEXT=/elcano/elcano_es/zonas_es/comentario-tanchum-sistema-intercambio-virtual-puede-generar-paz-mediterraneo-oriental; y A. Rubin y E. Eiran (2019), “Regional maritime security in the eastern Mediterranean: expectations and reality”, *International Affairs*, vol. 95, nº 5, 4/IX/2019, <https://www.chathamhouse.org/publication/ia/regional-maritime-security-eastern-mediterranean-expectations-and-reality>.

concedidos por Chipre y la exploración ilegal de buques turcos en la demarcación chipriota ha supuesto un duro enfrentamiento con la UE. En el Consejo Europeo de diciembre pasado, Chipre y Grecia pidieron el amparo de la UE, y en las conclusiones se especificó que dicho acuerdo es una amenaza para la estabilidad regional, infringe los derechos de ambos países y contraviene la Convención de Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar.¹⁹

Por otro lado, el Foro del Gas del Mediterráneo Oriental (*East Med Gas Forum*: Egipto, Chipre, Grecia, Israel, Italia, Jordania y Palestina) ha seguido avanzando. En su tercera reunión de principios de 2020 acordó convertirse en una organización internacional basada en El Cairo, en la que Francia ha pedido formar parte y EEUU ha solicitado ser observador. La reunión coincidió con el inicio de las exportaciones de gas de Israel a Egipto, que podrían ser re-exportadas desde las plantas de licuefacción egipcias que han permanecido ociosas estos últimos años con un alto coste para sus propietarios (entre los que está Naturgy, que tiene una participación con ENI en la planta de Damietta).

Se consolida así el aislamiento de Turquía, al que se suma el acuerdo entre Grecia, Israel y Chipre para construir el gasoducto del Mediterráneo Oriental (*EastMed pipeline*) hasta Grecia pasando por Creta y conectando con la red europea de gasoductos. Se trataría de un gasoducto submarino de casi 2.000km con un coste superior a los 7.000 millones de euros desde los campos de gas *offshore* de Chipre e Israel hasta Europa, cuya decisión final de inversión (FID) está prevista tomarse antes de 2022. La viabilidad y racionalidad económica del proyecto es muy discutible, teniendo en cuenta la reciente inauguración del TurkStream y la inevitable construcción del controvertido Nord Stream 2.²⁰

A ello se suma el bajo nivel de precios del gas, que en el caso de EEUU han iniciado 2020 en mínimos de 20 años, y la complementariedad de la próxima entrada en funcionamiento de las nuevas plantas de licuefacción estadounidenses y la importante capacidad ociosa de las plantas de regasificación europeas, el grueso de las cuales se encuentra en España. Según la US EIA, la producción de gas natural estadounidense alcanzó un nuevo record en 2019, que volverá a ser superado en 2020 antes de declinar muy ligeramente en 2021, por lo que sus previsiones apuntan a nuevas bajadas de precio en 2020 antes de repuntar levemente en 2021.²¹ Así, parece difícil que los recursos de gas del Mediterráneo Oriental, caros de extraer y sometidos a incertidumbres geopolíticas crecientes, sean capaces de competir con el gas barato exportado por Rusia y EEUU.

¹⁹ S. Michalopoulos (2019), "Greece seeks EU's diplomatic shield against Turkey at Council", EURACTIV.com, 11/XII/2019, <https://www.euractiv.com/section/defence-and-security/news/greece-seeks-eus-diplomatic-shield-against-turkey-at-council/>.

²⁰ G. Escribano, L. Lázaro y E. Lledó (2019), "La influencia de España en el ecosistema europeo de energía y clima", ARI, nº 87/2019, Real Instituto Elcano, 29/VII/2019, http://www.realinstitutoelcano.org/wps/portal/riecano_es/contenido?WCM_GLOBAL_CONTEXT=/elcano/elcano_es/zonas_es/ari87-2019-escribano-lazaro-lledo-influencia-espana-ecosistema-europeo-energia-clima.

²¹ US EIA (2020), *op. cit.*

La lógica económica apunta a una vocación regional para el gas del Mediterráneo Oriental, como mucho ser exportado a Europa y otros destinos como Asia desde Egipto por las plantas de licuefacción existentes. El *EastMed* parece inviable sin apoyo financiero de la UE, el cual resultaría inconsistente con el Acuerdo de París y el objetivo europeo de alcanzar la neutralidad en carbono para 2050. La decisión del pasado noviembre del Banco Europeo de Inversiones de terminar con la financiación de programas de energías fósiles para finales de 2021 ensombrece el futuro de esta infraestructura.²² En paralelo, el gobierno del Líbano, sometido a una creciente contestación popular, ha pospuesto la fecha límite para participar en la segunda ronda de licencias de exploración de sus recursos gasistas costeros, tras conceder en la primera dos bloques a un consorcio formado por Total, ENI y la rusa Novatek.

La geopolítica del Pacto Verde Europeo

La nueva Comisión ha apostado con fuerza por el Pacto Verde Europeo (*European Green Deal*), que deberá concretarse en 2020. Además de sus consecuencias energéticas, medioambientales y económicas, el Pacto ha comenzado a mostrar sus implicaciones geopolíticas incluso antes de materializarse. Por ejemplo, la ya mencionada decisión del BEI de dejar de financiar infraestructuras fósiles supone un cambio radical en una escena europea dominada hasta ahora por la geopolítica de los gasoductos y otras infraestructuras petroleras y gasistas: aunque éstas seguirán suponiendo un foco de atención inevitable, la financiación europea dejará de serlo. La Comisión y los gobiernos europeos tienen que plantearse cuáles son esas implicaciones y cómo adaptar su visión de la geopolítica de la energía a las nuevas realidades si no quieren permanecer anclados en una concepción obsoleta e inconsistente con el objetivo de neutralidad climática para 2050.²³

La presidencia alemana de la UE de la segunda mitad de 2020 plantea llevar a cabo una reflexión sobre la geopolítica de la transición energética en Europa, lo que supondrá su puesta de largo en la visión estratégica europea. La geopolítica de la transición energética lleva años atrayendo la atención de la comunidad académica y los *think tanks*, y en 2020 por fin entrará también en la agenda política. Debe distinguirse, además, con claridad de la geopolítica del cambio climático, centrada en los impactos de éste y sus efectos. A efectos expositivos, puede diferenciarse entre las implicaciones de la transición energética europea sobre los actores tradicionales del régimen energético fósil, y las que tiene el despliegue en Europa de las energías renovables.

Europa se encuentra entre los importadores de petróleo que se verán más beneficiados geopolíticamente, junto con China y Japón, pues verán reducida su dependencia energética y cuentan con las empresas y tecnologías que protagonizan la transición

²² Banco Europeo de Inversiones (2019), *EIB Energy Lending Policy. Supporting the Energy Transformation*, 14/XI/2019, https://www.eib.org/attachments/strategies/eib_energy_lending_policy_en.pdf.

²³ G. Escribano, L. Lázaro, Y. Lechón, C. Oltra y R. Sala (2019), "Geopolitical context for CSP in Europe", MUSTEC Report, http://www.realinstitutoelcano.org/wps/portal/rielcano_en/contenido?WCM_GLOBAL_CONTEXT=/elcano/elcano_in/zonas_in/climate-change/mustec-2019-escribano-lazaro-lechon-oltra-sala-geopolitical-context-for-csp-in-europe.

energética.²⁴ Respecto al impacto geopolítico de la transición energética europea, Argelia, Rusia, Libia y Egipto se encuentran entre los productores más expuestos.²⁵ Los índices que identifican los perdedores y ganadores geopolíticos de la transición energética recogen entre los ganadores a varios países europeos (incluyendo España), pero también Marruecos, Argentina o Brasil; y perdedores como Argelia, Nigeria, Venezuela, Rusia y los países del Golfo Pérsico.²⁶

Uno de los elementos novedosos es la geopolítica de los precios del carbono. España lo experimentó el año pasado cuando empezó a importar electricidad generada con carbón desde Marruecos. Dado que dicha generación se ve afectada por el precio del carbono fijado por el ETS europeo, España se quejó a la Comisión para recibir protección, ligando este problema al debate más amplio de los ajustes en frontera al precio del carbono (*border carbon tax adjustments*), un tema controvertido y difícil que no sólo afecta al sector energético. Hay desarrollos que pueden verse muy afectados, como el *EuroAsia Interconnector*, que pretende conectar Europa con Chipre, y eventualmente Israel, para importar electricidad que puede estar generada con renovables pero que probablemente fuera con el gas del Mediterráneo Oriental; y, en general, las importaciones de electricidad europeas de países que no impongan un precio al carbono. En 2020 deberá clarificarse el debate sobre los ajustes en frontera y la UE tendrá que empezar a decantarse por un arancel al carbono, un impuesto sobre el carbono añadido, o un esquema de subsidios a las empresas que empleen tecnologías limpias.²⁷

También quedó pendiente de la COP25 celebrada en Madrid el cierre del mecanismo de cooperación voluntaria del artículo 6 del Acuerdo de París en materia de emisiones de carbono, que deberá ser abordado en la COP26 de Glasgow. El artículo 6 permite a las partes reducir los costes de cumplir sus compromisos de reducción de emisiones de CO₂ tanto mediante el uso de mecanismos de mercado como a través del uso de mecanismos no de mercado. El uso generalizado de los primeros podría contribuir a alcanzar un precio global del carbono. La cooperación internacional para alcanzar esos compromisos podría ahorrar hasta 250.000 millones de dólares anuales en 2030, que invertidos en una reducción más ambiciosa podría facilitar una mitigación adicional cercana a 5 gigatoneladas de CO₂.

Un segundo vector consiste en cómo será la geopolítica de una UE en transición energética, primero, y descarbonizada, después. Por ejemplo, en 2020 comenzarán las negociaciones para asignar los fondos europeos de transición justa, en el que España

²⁴ T. Van de Graaf (2018), "Battling for a shrinking market: oil producers, the renewables revolution, and the risk of stranded assets", en D. Scholten (ed.), *The Geopolitics of Renewables*, Springer, pp. 97-121.

²⁵ T. Sweijts, M. de Ridder, S. de Jong, W. Oosterveld, E. Frinking, W. Auping *et al.* (2014), "Time to wake up: the geopolitics of Eu 2030 climate and energy policies", The Hague Centre for Strategic Studies, https://hcass.nl/sites/default/files/files/reports/HCSS_Wake-Up.pdf.

²⁶ I. Overland, M. Bazilian, T. Ilimbek, R. Vakulchuk y K. Westphal (2019), "The GeGaLo index: geopolitical gains and losses after energy transition", *Energy Strategy Reviews*, nº 26, noviembre, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X19300999>.

²⁷ G. Claeys, S. Tagliapietra y G. Zachmann (2019), "How to make the European Green Deal work", Bruegel Policy Contribution, nº 13, noviembre, https://bruegel.org/wp-content/uploads/2019/11/PC-13_2019-151119.pdf.

deberá negociar con cuidado para evitar que los países del Este copen las ayudas, y algo semejante ocurrirá con la financiación del Pacto Verde. Pero también hay otras cuestiones en ciernes relevantes para España, como el futuro de las interconexiones eléctricas, clave para reducir el coste de la transición.²⁸ Y habrá que definir si la UE sigue la narrativa de la generación distribuida y la autosuficiencia energética basada en las renovables, la de una comunidad de red compuesta por la integración de sistemas centralizados en toda la UE y algunos de sus vecinos (como Marruecos o Noruega), u opta por un sistema híbrido que combine generación distribuida y centralizada.²⁹ En este campo también será necesario abordar las nuevas vulnerabilidades que puede suponer la transición energética en materia de minerales estratégicos y tecnologías, frecuentemente exageradas.³⁰ Finalmente, la UE deberá reflexionar acerca de la dimensión de política exterior de su Pacto Verde, y en cómo desarrollar una narrativa que permita convertir su modelo de transición energética y de lucha contra el cambio climático en un elemento de proyección de poder blando, empezando por su vecindad para luego extenderlo a nivel global.³¹

En todo caso, parece claro que 2020 será el año de la integración de la transición energética en la agenda geopolítica europea, tanto en sus aspectos interiores como exteriores. El resultado será una geopolítica de la energía más compleja, en la que se superpondrán muchos temas interrelacionados: el futuro de los suministradores de hidrocarburos, alguno de los cuales tienen una gran relevancia geopolítica para Europa (Rusia, Norte de África y Golfo Pérsico) y España (Argelia, Nigeria y América Latina); el potencial de otros países para acompañar a Europa en dicha transición y suministrarle las tecnologías y los minerales estratégicos que requiere (China, EEUU, Norte de África y América Latina); la geopolítica de la gobernanza del cambio climático y del precio del carbono; y, finalmente y en clave intra-europea, pero no por ello más sencillo ni menos importante, los equilibrios internos en el seno de la UE para redistribuir sus beneficios y sus costes.

Conclusiones

Un año más, el sector energético concentra una parte importante de las preocupaciones estratégicas globales, europeas y españolas. Muchos de los puntos calientes de la agenda internacional tienen implicaciones energéticas, sea en términos de países y regiones (Argelia, EEUU, Guyana, Libia, Irán, Irak, Turquía, Ucrania, Venezuela; Pacto Verde Europeo, Golfo Pérsico, Norte de África y América Latina) o por temáticas (transición energética, cambio climático, *crescendo* chií e inestabilidad política en productores clave). Este ARI agrupa sus conjeturas para 2020 en tres ejes: (1) la geopolítica de los precios del petróleo; (2) el aumento de las tensiones gasistas en el

²⁸ Sobre las implicaciones del Pacto Verde Europeo para España y la influencia española en el ecosistema energético europeo véase Escribano, Lázaro *et al.* (2019), *op. cit.*

²⁹ Escribano, Lázaro y Lledó (2019), *op. cit.*

³⁰ Escribano, Lázaro *et al.* (2019), *op. cit.*

³¹ Escribano, G. (2019), "La energía como vector de cooperación y desarrollo sostenible en el Mediterráneo", *Revista de Occidente*, nº 461, pp. 23-33, <https://ortegaygasset.edu/producto/revista-de-occidente-no-461-octubre-2019/>.

Mediterráneo; y (3) la nueva geopolítica de la transición energética y el Pacto Verde Europeo.

Respecto a la geopolítica de los precios del petróleo, nuestro horizonte de precios para 2020 sigue las previsiones de la US EIA, que sitúan la media anual del Brent en 65 dólares por barril y están alineadas con el grueso de analistas. Evidentemente, la evolución de los precios dependerá de las tensiones en el Golfo Pérsico, en especial entre EEUU e Irán. La volatilidad de los mercados irá en paralelo a la volatilidad geopolítica de la región, pero nuestra conjetura es que en ausencia de una espiral de represalias que afecte significativamente a los suministros de Oriente Medio, los precios se mantendrán en el rango de 60-80 dólares de los últimos dos años. Los dos principales vectores de equilibrio del mercado serán el menguante compromiso de Rusia con los recortes de la OPEP+ y el aumento continuado de la producción de petróleo no convencional de EEUU. Se esperan buenas noticias procedentes de Guyana y otros productores como Noruega y México, y aunque seguirán pesando los riesgos en Libia y Venezuela éstos parecen ya descontados por los mercados.

Argelia y el Mediterráneo Oriental centrarán el foco europeo en materia de gas natural, una vez que los nuevos gasoductos rusos se han convertido en un hecho consumado (el TurkStream ha sido inaugurado y la entrada en funcionamiento del Nord Stream2 se revela inevitable). La situación política argelina hace que los esfuerzos del nuevo presidente para avanzar en la reforma del sector energético y la efectividad de la esperada nueva Ley de Hidrocarburos tengan resultados inciertos. En ausencia de reformas políticas de calado que doten de legitimidad a las necesarias reformas energéticas, se mantiene el escenario central de “continuidad deteriorada” que entraña un declive a medio plazo de la producción de gas del país con el consiguiente riesgo para su economía y su estabilidad política. La situación de tensión en el Mediterráneo Oriental por la explotación de sus recursos de gas se ha deteriorado fuertemente en los últimos meses, extendiéndose a Libia, y abriéndose paso en la agenda de la política exterior de la UE, que tendrá que tomar decisiones difíciles durante 2020 para contener la agresividad turca.

Finalmente, en 2020 deberá concretarse el contenido del Pacto Verde Europeo y sus implicaciones geopolíticas comenzarán a dejarse sentir con fuerza y a integrarse en la política energética exterior de la UE y de sus Estados miembros para hacerlas consistentes con el objetivo de neutralidad climática para 2050. La reflexión propuesta por la presidencia alemana de la UE de la segunda mitad de 2020 sobre la geopolítica de la transición energética supondrá su puesta de largo en la visión estratégica europea. Tras una década atrayendo la atención académica y de los *think tanks*, 2020 parece el año en que la geopolítica de la transición energética integrará plenamente las agendas europeas e internacionales de los *policy-makers*.

Entre los asuntos que entrarán con fuerza estará la geopolítica de los precios del carbono, desde los ajustes del precio del carbono en frontera (aranceles carbono, impuestos sobre el carbón añadido y apoyo a tecnologías limpias) a la cooperación global en materia de comercio de emisiones en la próxima COP26 de Glasgow. Otro de los temas a abordar será cómo afrontar las nuevas vulnerabilidades en materia de minerales estratégicos y tecnologías, así como la manera de recurrir a la transición

energética europea como elemento de proyección de poder blando. El resultado será un mapa geopolítico de la energía más complejo, formado por interrelaciones crecientes entre el futuro de los suministradores europeos de energías fósiles, el potencial de otros países para acompañar a Europa en dicha transición y suministrarle las tecnologías y minerales estratégicos que requiere, la gobernanza del cambio climático y del precio del carbono y, finalmente, los equilibrios intra-europeos en el seno de la UE para redistribuir los beneficios y los costes de la neutralidad en carbono a 2050.