

Introducción

Claudio Aranzadi

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

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

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

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

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

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

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

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

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

configuración del trilema de objetivos energéticos como consecuencia del nuevo escenario energético global provocado por la invasión rusa, prestan una atención particular a las modificaciones en las estrategias de seguridad del suministro energético y su influencia en la política climática, aunque no todos coinciden en el signo, la intensidad de los efectos y, menos aún, en el calendario y el horizonte de los mismos. F. Birol (2022), director general de la A.I.E., por ejemplo³, mostraba su desacuerdo con quienes mantienen que «la actual crisis energética representa un enorme revés que entorpecerá nuestros esfuerzos para enfrentar el cambio climático». También añade: «Esta crisis es un crudo recordatorio de la insostenibilidad de nuestro actual sistema energético, que está dominado por los combustibles fósiles. Tenemos la oportunidad de convertirlo así en un momento histórico del cambio de dirección hacia un sistema energético más limpio, accesible y seguro. Y esto es lo que está ocurriendo». Es cierto que, como señala Birol, mencionando las medidas que tanto Europa, como EE. UU. o Japón están adoptando para enfrentar la crisis energética provocada por la invasión, las iniciativas para impulsar las tecnologías limpias y reducir el consumo de combustibles fósiles se han intensificado. Pero al mismo tiempo, el reforzamiento de las políticas de seguridad energética, como la propia información de la A.I.E. indica, está incidiendo, al menos a corto plazo, en algunos países, de forma negativa en la política de descarbonización.

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

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

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

Calibrar el efecto neto de estas instancias contradictorias, suscitadas por la política de seguridad energética implementada como respuesta a la actual crisis energética, requiere tener en cuenta una experiencia más dilatada en el tiempo y considerar, en lo que se refiere al impacto sobre la política de transición energética, el contrafactual definido por un escenario energético sin invasión, para poder evaluar así en qué medida las respuestas postinvasión han o no agravado el *gap* ya existente entre el escenario requerido por el objetivo de emisiones netas cero (compatible con el límite de incremento de la temperatura al final de siglo de 1,5 °C) y la senda de emisiones a la que conduciría la aplicación de las políticas actualmente explicitadas por los países firmantes del Acuerdo de París⁴ que, según el W.E.O. 2.022 de la Agencia Internacional de la Energía, llevaría a un aumento de la temperatura de 2,5 °C.

De la información que ha ofrecido la A.I.E. en los últimos años se deduce que el *gap* entre los escenarios mencionados era ya muy elevado, incluso sin tener en cuenta las posibles modificaciones debidas a la invasión rusa. Según la W.E.O. 2022⁵, para alcanzar

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

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

un nivel de emisiones (vinculadas a la energía) netas cero en 2050 se debería seguir un perfil descendente desde las 36,6 GT de 2021 (con un ligero incremento en 2022) que supondría llegar a 2030 con una cifra de emisiones de 23 GT. Sin embargo, en el escenario resultado de las políticas actualmente explicitadas se alcanzaría a mediados de los años veinte una meseta en torno a 37 GT y una lenta caída hasta los 32 GT en 2050, incumpléndose claramente el objetivo de emisiones netas cero en 2050. La discrepancia entre ambos escenarios es claramente patente, cuando se examinan las cifras que ofrece la W.E.O. 2022⁵ en sus proyecciones de la demanda global de combustibles fósiles requerida por el objetivo de emisiones netas cero en 2050 y las que se estima se alcanzarían en el escenario de aplicación de las políticas actualmente explicitadas (*stated policies scenario*). En el escenario de emisiones netas cero, en 2050, la demanda global de petróleo debería pasar de los aproximados 100 mb/d actuales a 75 mb/d en 2030 y 23 mb/d en 2050, con el pico de demanda que debería ya haberse alcanzado; en el caso del gas natural, el pico de demanda debería alcanzarse a mediados de la actual década, reduciéndose esta demanda en un 22% para 2030 y en un 72% para 2050; para el carbón, esta reducción debería ser todavía más abrupta, de un 45% en 2030 y un 90% en 2050. Sin embargo, la senda de la demanda global estimada por la A.I.E. en el escenario de las políticas actualmente explicitadas presenta una notable desviación en relación a sus estimaciones en el escenario de emisiones netas cero a mediados de siglo que se acaban de mencionar. La demanda de petróleo alcanzaría un pico de 103 mb/d a mediados de los años treinta y descendería progresivamente hasta 2050, pero manteniéndose por encima de los 100 mb/d en esa fecha; la demanda de gas natural se incrementaría hasta el final de la actual década, manteniéndose una meseta del orden de 4.400 bcm/año hasta prácticamente 2050; solamente el carbón registraría un proceso de reducción sostenido, aunque con una pendiente sustancialmente menos acusada que la requerida en el escenario de emisiones netas cero.

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

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

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

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

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

lograrse en la segunda mitad de esta década. Además, supone que el repunte de la demanda actual en la Unión Europea sería transitorio y llegaría únicamente hasta 2023. Pero lo que es más importante desde una perspectiva global es el bajo crecimiento de la demanda estimado para China (un 0,7% anual hasta 2025); China representa más de la mitad del consumo de carbón mundial y es el primer emisor de CO₂ (casi la tercera parte de las emisiones globales), por lo que cualquier desviación significativa en las estimaciones de consumo chino de este combustible (altamente emisor de CO₂) tiene un gran impacto en la senda de transición energética.

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

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

programación energética a medio y largo plazo incluye un colosal aumento de capacidad de generación eléctrica de origen renovable y nuclear, pero los incentivos para aumentar el uso del carbón para la generación eléctrica que ya eran notables antes de la guerra de Ucrania (p. ej. por las restricciones del suministro eléctrico en 2020 y 2021) se han hecho más potentes después de la invasión rusa, China posee un elevado grado de autoabastecimiento de carbón, por lo que el uso de ese combustible siempre mantendrá una clara prioridad en un contexto de mayor exigencia de la política de seguridad de suministro energético como el que se perfila en el futuro. El 24.º Plan Quinquenal para la Energía chino (2021-2025), aunque fechado en enero de 2022 (antes de la invasión), utiliza en relación al plan precedente un lenguaje menos constrictivo con respecto al uso del carbón. Jiang Yifan, Gao Baiyu y Sam Geall⁷, que analizan el nuevo plan, señalan que durante el periodo de vigencia del plan se mantendrá un estricto control del consumo de carbón, pero que su reducción tendrá lugar en el siguiente quinquenio. Este planteamiento sugiere la admisión de un cierto retraso en la aplicación de medidas claramente restrictivas de la demanda de carbón, que además es consistente con la firmeza que ya China (acompañada por India) empleó para sustituir en la COP26 de Glasgow la expresión *phase out* del uso del carbón, por *phase down* de dicho uso. La propia A.I.E. prevé una ampliación de la capacidad de generación eléctrica con carbón en China; es cierto que el Gobierno chino considera que una parte de dicha capacidad pueda reconvertirse para su utilización como *back-up* para la nueva capacidad prevista de generación renovable (lo que supondría un menor número de horas de operación), pero aquí también, como en el caso de Europa, la evolución de los precios energéticos influiría en el grado de utilización de las centrales de generación. El clima de una mayor centralidad de la política de seguridad energética también será un potente incentivo del uso del carbón en India (tercer país del mundo emisor de CO₂), donde el grado de autoabastecimiento de carbón es también elevado y donde, además, una significativa reducción de la producción de carbón provocaría un importante impacto social.

Puede argüirse que el desplazamiento de algunos países fuertemente emisores de CO₂, como China e India, hacía una estrategia más laxa con respecto a la utilización del carbón

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Como se ve, por tanto, el nuevo orden energético internacional inaugurado con la guerra de Ucrania, del que habla Bardoff y O'Sullivan¹, presenta un panorama de profunda incertidumbre y nuevos riesgos. La estructura de flujos energéticos y la gobernanza internacional en el área energética (incluida la intraeuropea) sufrirá significativas modificaciones. También variará el mecanismo de interrelación entre el riesgo geopolítico y los riesgos tecnológico y climático a la hora de evaluar el gran programa de inversiones que requiere la transición energética. Todo ello, además, en un contexto de actuaciones estatales más propenso al intervencionismo, como señala Bardoff y O'Sullivan. Puede servir como ejemplo la probable exigencia de corregir algunas inconsistencias estratégicas en la reacción frente a la actual crisis energética. Como ya se ha mencionado, esta reacción a escala global ha incluido al mismo tiempo un programa de aceleración del desarrollo de energías limpias y una ampliación de la capacidad de producción de energías fósiles y de la generación eléctrica que las utiliza, más allá de lo que exigiría la recuperación de una senda de emisiones compatible con la transición energética. Esto significa elegir entre un retraso notable en la recuperación de esta senda si se acepta acomodar la sobreinversión en energías no limpias, o la aceptación de un significativo volumen de «inversiones varadas» (*stranded investments*) si la vida de los activos no descarbonizados se acorta. Esta decisión tendrá un claro componente regulatorio (aunque el instrumento utilizado sean los precios del CO₂) y, por tanto, se plasmará en un aumento del riesgo regulatorio. Igualmente, al menos en Europa, en el sector eléctrico, previsiblemente las intervenciones del regulador en el funcionamiento de los mercados se incrementarán en el nuevo

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

En lo que se refiere al impulso al desarrollo de las energías renovables, cuya aceleración ha sido, como señala Birol, una característica generalizada en los programas de reacción a la crisis energética, la principal incógnita afecta a su ritmo de avance, bien sea por las barreras administrativas y técnicas al desarrollo del proceso inversor o a la incertidumbre asociada a la curva de aprendizaje en algunas tecnologías centrales para la política de descarbonización. El más claro ejemplo de barreras administrativas y técnicas al desarrollo de la inversión lo ofrece la incorporación de las nuevas instalaciones de generación eléctrica renovable a las redes que frena la materialización de la disponibilidad inversora. En todo caso, el rápido aumento del peso de las energías renovables (sobre todo eólica y fotovoltaica) en el *mix* de generación eléctrica seguirá siendo, en el denominado nuevo orden energético, el principal vector de descarbonización en la actual década, acompañado por la creciente electrificación de la movilidad ligera (vehículo eléctrico con baterías). Se sigue manteniendo sin embargo la incertidumbre sobre el peso futuro o medio y largo plazo de la energía nuclear en el *mix* de generación eléctrica, así como sobre el grado de avance de la curva de aprendizaje en el desarrollo de las tecnologías del hidrógeno y derivados, combustibles limpios y captura, utilización y confinamiento de CO₂, todas ellas claves en la política de descarbonización del transporte terrestre pesado, marítimo y aéreo y de la industria. Sobre estas cuestiones, en *EyG* (2022) se incluyó un artículo sobre captura, utilización y confinamiento de CO₂ (cuyos autores eran Vicente Cortés y Benito Navarrete) y en la actual publicación aparece un artículo sobre la energía nuclear de Cayetano López y otro sobre los combustibles renovables de Berta Cabello.

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

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

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

En los dos números precedentes de *EyG* (Introducción) se comentaban algunos de los factores económicos y geopolíticos que condicionaban las decisiones de los diferentes países al tomar sus decisiones en relación al futuro asignado a la energía nuclear. Se señalaba, que la percepción del riesgo nuclear, asociado tanto al potencial accidente (probabilidad y cuantificación del daño) como a la incertidumbre en la gestión a muy largo plazo de los residuos de alta actividad y larga vida, estaba en el origen de la decisión de un significativo número de países de abandonar de forma definitiva la tecnología nuclear, sobre todo después del accidente de Fukushima. El balance de riesgos, sin duda, ha cambiado en países como Japón y Corea, probablemente como consecuencia en gran medida de la actual crisis energética. Por otro lado, la decisión de Bélgica y Alemania de retrasar el cierre de centrales vuelve a actualizar la reflexión sobre la pertinencia de prolongar la vida de las centrales de 2.^a generación más allá de su vida útil de diseño (normalmente de cuarenta años). En *Energía y Geoes-trategia* (2022) se mencionaba que en EE. UU. a 88 reactores (de 93) se les había autorizado la extensión de la vida hasta los sesenta años (y a dos de ellos hasta los ochenta), estrategia también contemplada en Francia. También se señalaba que un análisis en términos de coste tendía a orientar la decisión en favor de la extensión de la vida de los reactores, ya que el *coste nivelado* de generación correspondiente a la vida de centrales de generación diez o veinte años más, (estimado por la NEA/IEA¹⁶ en la hipótesis de un tipo de descuento del 7% y un *load factor* del 85%) se encontraba entre 31,2 \$/Mwh y 41 \$/Mwh,

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

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

Por el contrario, con un análisis estrictamente en términos de coste, la inversión en nuevas centrales nucleares de 3.^a generación parece difícilmente justificable. En *Energía y Geoestrategia* (2022) se mencionaba la estimación de *costes nivelados* de generación nuclear de NEA/IEA¹⁶ en la hipótesis de un tipo de descuento del 7% y de un *load factor* del 85%, que variaba entre 71 \$/Mwh en Francia y EE.UU., 66 \$/Mwh en China e India y 52 \$/Mwh en Corea. La estimación del coste total medio de generación nuclear para Francia de R.T.E.¹⁷ es de 67 €/Mwh. Otras estimaciones de *costes nivelados* de generación eléctrica con energía nuclear son incluso más elevados^{18 19}. De la misma forma que es más elevado el coste medio de generación reconocido (el *strike price* de su contrato por diferencias) para Hinkley Point C en Reino Unido, que es de 92,5 L/Mw.h durante 35 años (reducible a 89,5 L/Mw.h si se cumplen determinadas condiciones). Sin duda, sobrepasada la experiencia de los reactores *first of a kind* de cada tecnología, el avance en la curva de aprendizaje permitirá una reducción en los costes, pero lógicamente también ocurrirá lo mismo con las tecnologías alternativas de generación eléctrica. Las tecnologías nucleares todavía en desarrollo (*pequeños reactores nucleares* con tecnología convencional y otros nuevos reactores de 4.^a generación con tecnologías avanzadas) no ofrecen todavía una precisa cuantificación de su coste, aunque la optimización constructiva de los *pequeños reactores nucleares* parezca, por el momento, la vía más prometedora para los

¹⁷ Le Réseau de Transport d'électricité (2021). Futurs energetiques 2050. IEA.

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

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

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

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

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

²¹ Bordoff, J. (2021). 3 Reason nuclear power has returned to energy debate. *Foreign Policy*.

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