



Papeles de Energía

Nº17

Junio 2022

La geopolítica de la transición energética

Isidoro Tapia

La nueva geopolítica de la energía

Jason Bordoff y Meghan L. O'Sullivan

State Owned Enterprises and the Energy Transition

Amy Myers Jaffe

**The geopolitics of energy in Europe: Short-term
and long-term issues**

Simone Tagliapietra

**Seis historias de geopolítica y renovables en
el Mediterráneo y América Latina**

Gonzalo Escribano y Lara Lázaro-Touza

**Middle Distillates Market Situation: A Global, not
only European Problem**

Antonio Merino Garcia and Jose Alfredo Peral Partida

Papeles de Energía

EDITOR

Pedro Linares

CONSEJO EDITORIAL

Claudio Aranzadi, Pablo Arocena, Laura Díaz Anadón,
Gonzalo Escribano, M.^a Paz Espinosa, Natalia Fabra,
Dolores Furió, Tomás Gómez San Román,
Xavier Labandeira, Juan Luis López Cardenete,
Mariano Marzo, Carlos Ocaña, Ignacio Pérez Arriaga,
Desiderio Romero, Gonzalo Sáenz de Miera, Antonio Soria.

Papeles de Energía no se solidariza necesariamente con las opiniones, juicios y previsiones expresadas por los autores de los artículos incluidos en la publicación, ni avala los datos que estos, bajo su responsabilidad, aportan.

Edita: **Funcas**

Caballero de Gracia, 28. 28013 Madrid

Diseño y maquetación: **Funcas**

Impresión: **Cecabank**

ISSN: 2530-0148

ISSN: 2445-2726

Depósito Legal: M-7537-2016

© Funcas

Todos los derechos reservados. Queda prohibida la reproducción total o parcial de esta publicación, así como la edición de su contenido por medio de cualquier proceso reprográfico o fónico, electrónico o mecánico, especialmente imprenta, fotocopia, microfilm, *offset* o mimeógrafo, sin la previa autorización escrita del editor.

PATRONATO

Isidro Fainé Casas (Presidente)

José María Méndez Álvarez-Cedrón (Vicepresidente)

Fernando Conlledo Lantero (Secretario)

Manuel Azuaga Moreno

Carlos Egea Krauel

Miguel Ángel Escotet Álvarez

Amado Franco Lahoz

Pedro Antonio Merino García

Antonio Pulido Gutiérrez

Victorio Valle Sánchez

Gregorio Villalabeitia Galarraga



Índice

- 3** **Introducción editorial: La geopolítica de la transición energética**
- 10** **Introduction: The geopolitics of the energy transition**
- 17** **La geopolítica de la transición energética**
Isidoro Tapia
- 47** **La nueva geopolítica de la energía**
Jason Bordoff y Meghan L. O’Sullivan
- 67** **State Owned Enterprises and the Energy Transition**
Amy Myers Jaffe
- 83** **The geopolitics of energy in Europe: Short-term and long-term issues**
Simone Tagliapietra
- 103** **Seis historias de geopolítica y renovables en el Mediterráneo y América Latina**
Gonzalo Escribano y Lara Lázaro-Touza
- 131** **Middle Distillates Market Situation: A Global, not only European Problem**
Antonio Merino Garcia and Jose Alfredo Peral Partida

INTRODUCCIÓN EDITORIAL

La geopolítica de la transición energética

Cuando comenzamos a preparar este nuevo número de *Papeles de Energía*, a finales de 2021, no contábamos con que los terribles acontecimientos que hemos vivido en los últimos meses, esa injusta y contraria a todo el derecho invasión de Ucrania por parte de Rusia, fueran a poner tan de relevancia todos los temas que comentamos en el número. Y es que esta crisis energética que estamos viviendo, y la amenaza o necesidad de romper la dependencia del gas y petróleo rusos, ha vuelto a poner en primera línea de la agenda política el debate sobre la seguridad, la dependencia, o las implicaciones geopolíticas del suministro de energía.

De hecho, los acontecimientos recientes han hecho volver a un debate que ya parecía olvidado, o al que algunos daban poca importancia. De una conversación que se estaba iniciando acerca de las implicaciones geopolíticas de los nuevos modelos energéticos, y en la que apenas se hacía referencia a la evolución de esta geopolítica durante la transición hacia el nuevo modelo, hemos pasado a un énfasis absoluto en las consecuencias negativas de una transición compleja, más aún si estuviera mal gestionada. Vuelven a surgir llamamientos que ya parecían olvidados (para bien) a la independencia energética; pero también resurgen cuestiones que sí era necesario discutir con mayor profundidad, como la evolución de los precios energéticos durante la transición, los reequilibrios de poder mientras dejamos de utilizar combustibles fósiles, o incluso el papel de la energía nuclear.

Por supuesto, la inmediatez de la crisis energética actual no puede ni debe ocupar todo nuestro análisis. Sigue siendo necesario analizar las implicaciones geopolíticas del nuevo modelo energético. Pero también debemos dedicar la atención necesaria a la transición. Esto es lo que pretendemos en este nuevo número de *Papeles de Energía*, en el que se combinan análisis más coyunturales con otros más de largo plazo, y en el que también tratamos de aportar perspectivas de distinto orden geográfico: globales, europeas, y nacionales. Creemos que, si ya este número era de gran interés, se convierte en lectura obligada en estos momentos. Una lectura

que, gracias a los esfuerzos de los autores, es además particularmente amena e informativa.

Comenzamos con un repaso del contexto y de la historia de la geopolítica de la energía y de los combustibles fósiles, algo particularmente útil en la situación actual. El artículo de **Isidoro Tapia** analiza la evolución del mercado del petróleo y sus consecuencias geopolíticas desde la primera mitad del s. XX., desde las concesiones a empresas extranjeras en Oriente Medio a la crisis de 1973, pasando por la nacionalización de muchas empresas petroleras o los conflictos armados y políticos en la zona. Tapia nos cuenta cómo las distintas escaramuzas y conflictos van escalando, en parte por los cambios de estrategia en los países occidentales y la situación de guerra fría, hasta que culminan en la guerra del Yom Kippur y primera crisis del petróleo de 1973.

Es particularmente interesante comprobar cómo hay muchos paralelismos entre la situación que se vivió entonces y la que se vive ahora en Europa. La crisis del 73 resultó en la creación de la Agencia Internacional de la Energía para mantener reservas estratégicas y en un impulso para mejorar la eficiencia energética y el desarrollo de energías alternativas. También, en España, se estableció un subsidio a la gasolina, igual que en la actualidad.

Tapia también subraya cómo la etapa actual del mercado del petróleo es de una gran volatilidad en los precios, control por parte de la OPEC, y hasta 2010, una agenda exterior estadounidense muy marcada por las necesidades energéticas. Esto último sin embargo cambia con la aparición del *fracking*, lo que explica entre otras razones la distinta respuesta de EE. UU. frente a la crisis en Ucrania.

El autor también prevé una importante volatilidad en los mercados de gas, debido a una evolución hacia el gas licuado (GNL) y el comercio en mercados *spot* o *hubs*, a la que se suma la dificultad de construir infraestructuras por la reducción prevista del sector a 2050. Finalmente, también apunta los efectos de la transición hacia una mayor participación de la electricidad y el hidrógeno: Tapia señala que iremos seguramente hacia mercados más nacionales; con una mayor importancia de las tecnologías que de los combustibles, lo que llevará aparejado otros cuellos de botella y riesgos de suministro distintos; con mayores riesgos de red y menos riesgo de embargos; con precios más altos, pero menos volátiles; y con mayor

importancia de las redes. El autor termina su revisión reflexionando acerca de los efectos de la transición, algo que tratan en más detalle los demás artículos de este número.

El segundo artículo, de **Jason Bordoff**, de la Universidad de Columbia, y de **Meghan O'Sullivan**, de la Harvard Kennedy School, plantea el marco general de la nueva geopolítica de la energía. Y comienza recordándonos que la transición energética no necesariamente implicará una mejora en la geopolítica energética. Supondrá una transformación sustancial, compleja, y que puede derivar en nuevas formas de confrontación. Los autores, en este artículo publicado en diciembre de 2021, ya advertían de que los políticos, si quieren que la transición no descarrile, deberían prestar atención a los riesgos de corto plazo (como los que estamos viviendo con la invasión de Ucrania), y en los que se mezclan la vieja y la nueva geopolítica energética.

Bordoff y O'Sullivan lanzan algunos mensajes quizá no evidentes para algunos: que incluso en un escenario de neutralidad climática puede seguir habiendo fósiles (en función de la disponibilidad de las tecnologías de captura y almacenamiento o uso de CO₂); que los países productores de fósiles se pueden beneficiar enormemente de la volatilidad de precios asociada a la transición; y que la reducción de la demanda de fósiles concentrará aún más su producción en algunos países, dándoles una influencia geopolítica aún mayor.

En cuanto a los ganadores geopolíticos de la transición a largo plazo: serán aquellos países innovadores, capaces de fijar estándares tecnológicos, y con acceso a financiación competitiva; también aquellos con control de los recursos de minerales críticos; los que sean competitivos en la fabricación de las nuevas tecnologías; o los productores y exportadores de combustibles bajos en carbono (como el hidrógeno o el amoniaco). España, por ejemplo (y Europa, en gran medida) solo cumple con el último de estos requisitos. China, en cambio, se encuentra muy bien posicionada. Por otro lado, uno de los perdedores será la globalización: el mayor nivel de electrificación necesario para la transición, así como la competencia y la protección frente a importaciones tecnológicas, llevará a mercados energéticos más locales. La cooperación energética y climática puede llevar a nuevas alianzas o a reconfigurar las existentes. Pero la brecha entre países

desarrollados y en desarrollo puede ampliarse y las tensiones entre ellos aumentar si no se establece un marco de colaboración tecnológica y financiera.

Finalmente, para protegernos de los riesgos y asegurar la viabilidad de la transición, los autores recomiendan reforzar las políticas de seguridad (no independencia) energética, ser flexibles en cuanto a las fuentes energéticas aceptables durante la transición, y prestar atención especial a los efectos distributivos de la transición.

A continuación, **Amy Myers Jaffe**, profesora de la Universidad Tufts, reflexiona sobre el papel que pueden jugar las compañías petroleras nacionales (NOC) en el proceso de transición energética. La autora no comparte la afirmación de Bordoff y O'Sullivan en el artículo anterior acerca del efecto de la transición en los países productores de petróleo y gas, ya que esto no tiene en cuenta las políticas de reducción de demanda (particularmente intensas en estos días) que se están implantando en muchos países ni la posibilidad de que los precios del petróleo se mantengan elevados a medio plazo. Pero sí está de acuerdo en la importancia que pueden tener estos países en la transición, ya que tendrán que conjugar por una parte la resistencia a la misma para asegurar la venta de sus productos, con la necesidad de ir preparando a sus empresas y a sus economías para un mundo descarbonizado a largo plazo.

Así, estos países tendrán que responder preguntas complicadas, como si deben ser las NOC las que lideren el proceso de transición energética; o si debe haber regulación gubernamental más específica; o si conviene reducir las emisiones en otros sectores para “salvar” a estas industrias... La respuesta a estas preguntas determinará, en gran medida, la transición a nivel global. Jaffe ilustra alguna de estas potenciales respuestas con tres casos de estudio: la industrialización verde de la India como instrumento para crear empleo, con una NOC que está invirtiendo en renovables e I+D en competencia con otras empresas privadas; la estrategia ambiciosa de descarbonización en Canadá, que pretende llegar a la neutralidad climática, pero sin comprometer sus exportaciones de petróleo; o la apuesta de Arabia Saudí por reducir la intensidad de carbono de su industria fósil.

La profesora Jaffe advierte que hay una gran asimetría en el nivel de preparación de las distintas NOC ante la transición energética, con las empresas de Venezuela,

Irak y Nigeria mostrando los mayores riesgos frente a la transición. Y concluye que es fundamental involucrar a las NOC en la agenda climática internacional, estudiando mejor el papel que juegan en este contexto y diseñando los marcos regulatorios necesarios para asegurar su contribución positiva. Jaffe ve un papel relevante de las NOC en el desarrollo de las tecnologías de captura y secuestro de carbono, en la inversión para reducir la intensidad de carbono de la industria fósil, y en la participación en marcos internacionales de I+D en tecnologías energéticas limpias. Esto último, además, puede contribuir a generar las capacidades tecnológicas y humanas necesarias para la transición.

Poniendo el foco más en Europa, **Simone Tagliapietra**, *senior fellow* del *think-tank* europeo Bruegel y profesor en la Universidad Católica de Milán, reflexiona sobre la geopolítica energética de la región en dos horizontes: el corto plazo y el largo plazo. El horizonte de corto plazo está dominado por la invasión rusa de Ucrania, y sus consecuencias sobre el consumo europeo de combustibles rusos. El horizonte de largo plazo analiza, en cambio, las implicaciones del escenario de descarbonización europeo sobre los suministradores de combustibles fósiles, sobre la dependencia europea de materiales críticos, o sobre las relaciones comerciales.

Respecto a la primera cuestión, Tagliapietra considera que Europa podría reducir, en gran medida, su dependencia de las fuentes energéticas rusas. Para el carbón es relativamente sencillo; para el petróleo también es factible (aunque con matices, apuntados en el artículo de Merino y Peral que se presenta en último lugar). Abandonar el gas ruso es más complejo, y a corto plazo lo viable puede ser reducir en un 50 % su utilización. Ahora bien, estas actuaciones dependen de posibles cuellos de botella en términos de infraestructura y de consideraciones políticas que será necesario tener en cuenta. En primer lugar, los mercados energéticos globales cuentan con márgenes muy estrechos de aumento de producción; en segundo lugar, la capacidad de importación europea, sobre todo de gas, ya se encuentra cercana al límite de capacidad, y muchas refinerías de petróleo se han optimizado para utilizar petróleo ruso; en tercer lugar, las infraestructuras europeas para mover combustibles dentro de la región se diseñaron para mover gas o petróleo de este a oeste, y no al revés. Las consideraciones políticas incluyen la gestión de las relaciones con los principales productores de petróleo, así como la solidaridad intraeuropea. Todos estos problemas requieren un enfoque coordinado y que

combine actuaciones en todos estos ámbitos, incluida una reducción significativa de la demanda de petróleo y sobre todo gas, algo que contrasta significativamente con las actuaciones de algunos Estados miembros que, a través de la reducción de impuestos, puede resultar en un aumento de la demanda. En cualquier caso, el autor advierte de que Europa pasará seguramente un período breve, pero doloroso, hasta que los mercados energéticos se reajusten.

Una forma de reducir las consecuencias negativas del ajuste, así como la dependencia de Rusia, sería intensificar la transición hacia la descarbonización. Pero esto también presenta numerosos retos geopolíticos. El primero es la repercusión en los países productores de combustibles fósiles vecinos de Europa: no solo en términos de reducción de importaciones de fósiles, sino también de la consiguiente reducción de inversiones en este sector, y de un posible aumento en las importaciones de electricidad o hidrógeno verde. El segundo es el impacto en los mercados energéticos globales, que verán cómo los precios de los fósiles disminuyen, y con ello las rentas de los países productores. El tercero son las consecuencias para la seguridad energética europea, que se verá desplazada de los fósiles a los minerales críticos para producir las nuevas tecnologías (y supondrá un aumento de la dependencia de China). Finalmente, la transformación también afectará al comercio internacional a través del ajuste en frontera al carbono, una medida que presenta dificultades técnicas y también de aceptabilidad por parte de los socios comerciales. Para responder a todos estos retos, Tagliapietra defiende la necesidad de preparar una estrategia de política exterior que además promueva el liderazgo global europeo en la transición ecológica.

Aterrizando cada vez más en la esfera nacional, **Gonzalo Escribano** y **Lara Lázaro-Touza**, del Real Instituto Elcano, centran su atención en el Mediterráneo y América Latina. Mediante seis historias exploran tres aspectos de la interacción entre geopolítica y energías renovables en estas regiones. Dos regiones muy distintas en cuanto a sus contextos y proyecciones geopolíticas, pero con lecciones de interés que ofrecer y con una importante conexión con España. Los autores reflexionan sobre los flujos transfronterizos de electricidad asociada a grandes presas en el Nilo y en el Paraná; sobre los flujos de electricidad renovable en California o a través del Mediterráneo; o sobre el papel de hidrógeno verde en Chile y Marruecos.

Aunque, como bien señalan, estos estudios de caso son difícilmente generalizables, sí ayudan a identificar impulsores para la cooperación geopolítica como la magnitud y cercanía de los recursos renovables, la sostenibilidad, o la convergencia de las políticas energéticas y climáticas; o barreras como los fallos de gobernanza, la dependencia de sendas geopolíticas fósiles, o la distancia. La gran pregunta es si, en función del balance de impulsores y barreras, el desarrollo renovable podrá impulsar un marco geopolítico más cooperativo y con mejor gobernanza, o si por el contrario, implicará nuevas vulnerabilidades y más conflictos.

En principio, las barreras parecen mayores en el Mediterráneo que en América Latina. Pero la acción de la Unión Europea crea un imperativo más intenso para el desarrollo renovable, aunque también hace aparecer una brecha de gobernanza y una falla geoeconómica que puede dificultar la cooperación y los intercambios. La clave, pues, reside en mitigar en la medida de lo posible los fallos de gobernanza, si se quiere lograr esta combinación deseable de descarbonización y de mejora geopolítica.

Finalmente, contamos también con un análisis muy actual sobre la situación del mercado de los destilados de petróleo ante la crisis de Ucrania. **Antonio Merino** y **José Alfredo Peral**, de Repsol, advierten de que la escasez de los derivados del petróleo, como la gasolina y el diesel, es un problema global y no solo europeo. Los autores describen la dependencia europea del petróleo ruso, haciendo énfasis en particular en el mercado del diesel (en el que Rusia supone un 50 % de las importaciones europeas), y en las restricciones que puede suponer la sustitución del petróleo ruso desde el punto de vista del refino. También llaman la atención sobre las bajas reservas de estos productos en el mercado, que aumentan el riesgo de falta de suministro, también en queroseno para aviación. Merino y Peral concluyen que, a corto plazo, es imprescindible reducir el consumo de derivados del petróleo o aumentar su producción, algo que deberá esperar hasta 2023.

INTRODUCTION

The geopolitics of the energy transition

When we began to prepare this new issue of *Papeles de Energía*, at the end of 2021, we did not expect that the terrible events that we have experienced in recent months, that unfair and against international rights invasion of Ukraine by Russia, would make so relevant all the topics that we discuss in the issue. This energy crisis that we are experiencing, and the threat or need to break our dependence on Russian gas and oil, has once again put the debate on security, dependence, or the geopolitical implications of energy supply.

In fact, the recent events have brought back a debate that already seemed forgotten, or to which some gave little importance. From a conversation that was beginning about the geopolitical implications of the new energy models, and in which little reference was made to the evolution of this geopolitics during the transition to the new model, we have moved on to an absolute emphasis on the negative consequences of a complex transition, even more so if it is poorly managed. Calls for energy independence that already seemed forgotten (for the better) resurface; but also issues that needed to be discussed in greater depth reappear, such as the evolution of energy prices during the transition, the rebalancing of power while we stop using fossil fuels, or even the role of nuclear energy.

Of course, the immediacy of the current energy crisis cannot and should not occupy all of our analysis. It is still necessary to analyze the geopolitical implications of the new energy model. But we must also devote the necessary attention to the transition. This is what we intend in this new issue of *Papeles de Energía*, in which more short-term analyses are combined with others that look more to the long term, and in which we also try to provide perspectives from different geographical areas: global, European, and national. We believe that, if this issue was already of great interest, it becomes a required reading at this time. A reading that, thanks to the efforts of the authors, is also particularly enjoyable and informative.

We start with a review of the context and history of the geopolitics of energy and fossil fuels, something particularly useful in the current situation. **Isidoro Tapia's** article analyzes the evolution of the oil market and its geopolitical consequences since the first half of the 20th century, from the concessions to foreign companies in the Middle East to the 1973 crisis, through the nationalization of many oil companies or the armed and political conflicts in the area. Tapia tells us how the various skirmishes and conflicts escalate, in part due to changes in strategy in Western countries and the cold war situation, until they culminate in the Yom Kippur War and the first oil crisis of 1973.

It is particularly interesting to see how there are many parallels between the situation that was experienced then and the one that is experienced now in Europe. The 1973 crisis resulted in the creation of the International Energy Agency to manage strategic reserves and a drive to improve energy efficiency and the development of alternative energies. Also, in Spain, a gasoline subsidy was established, just like today.

Tapia also underlines how the current stage of the oil market is one of great volatility in prices, control by OPEC, and until 2010, a US foreign agenda marked by energy needs. The latter, however, changes with the appearance of fracking, which explains, among other reasons, the different US response to the crisis in Ukraine.

The author also foresees a significant volatility in the gas market, due to an evolution towards liquefied gas (LNG) and trade in spot markets or hubs, to which is added the difficulty of building infrastructures due to the expected reduction of the sector to 2050. Finally, he also points out the effects of the transition towards a greater participation of electricity and hydrogen: Tapia remarks that we will surely go towards more national markets; with a greater importance of technologies than fuels, which will bring with it other bottlenecks and different supply risks; with higher network risks and less risk of embargoes; with higher prices, but less volatile; and more importance of networks. The author ends his review by reflecting on the effects of the transition, something that the other articles in this issue deal with in more detail.

The second article, by **Jason Bordoff** of Columbia University and **Meghan O'Sullivan** of the Harvard Kennedy School, lays out the general framework of the new geopolitics of energy. And it begins by reminding us that the energy transition will not necessarily mean an improvement in energy geopolitics. It will entail a substantial, complex transformation that can lead to new forms of confrontation. The authors, in this article published in December 2021, already warned that politicians, if they want the transition not to go off the rails, should pay attention to short-term risks (such as those we are experiencing with the invasion of Ukraine), and in which the old and the new energy geopolitics are mixed.

Bordoff and O'Sullivan send out some messages that may not be obvious to some: that even in a climate-neutral scenario, there may still be fossils (depending on the availability of technologies for capturing and storing or using CO₂); that fossil-producing countries stand to benefit greatly from the price volatility associated with the transition; and that the reduced demand for fossils will further concentrate their production in some countries, giving them even greater geopolitical influence.

As for the geopolitical winners of the long-term transition: they will be those innovative countries, capable of setting technological standards, and with access to competitive financing; also those with control of critical mineral resources; those that are competitive in the manufacture of new technologies; or producers and exporters of low-carbon fuels (such as hydrogen or ammonia). Spain for example (and Europe to a large extent) only meets the last of these requirements. China, on the other hand, is very well positioned. One of the losers will be globalization: the higher level of electrification needed for the transition, as well as competition and protection from technological imports, will lead to more local energy markets. Energy and climate cooperation can lead to new alliances or reconfigure existing ones. But the gap between developed and developing countries may widen and tensions between them may increase if a framework for technological and financial collaboration is not established.

Finally, to protect ourselves from these risks and ensure the viability of the transition, the authors recommend reinforcing energy security (not independence)

policies, being flexible about the acceptable energy sources during the transition, and paying special attention to the distributional effects of the transition.

Next, **Amy Myers Jaffe**, professor at Tufts University, reflects on the role that National Oil Companies (NOCs) can play in the energy transition process. The author does not share Bordoff and O’Sullivan’s statement in the previous article about the effect of the transition on oil and gas producing countries, since this does not take into account demand reduction policies (particularly intense these days) that are being implemented in many countries or the possibility that oil prices remain high in the medium term. But she does agree on the importance that these countries can have in the transition, since they will have to combine a resistance to it in order to ensure the sale of their products with the need to prepare their companies and their economies for a decarbonized world in the long term.

Thus, these countries will have to answer complicated questions, such as whether NOCs should lead the energy transition process; or whether there should be more specific government regulation; or if it is convenient to reduce emissions in other sectors to “save” these industries... The answer to these questions will largely determine the transition at a global level. Jaffe illustrates some of these potential responses with three case studies: India’s green industrialization as a tool to create jobs, with a NOC that is investing in renewables and R&D in competition with other private companies; Canada’s ambitious decarbonization strategy, which aims to achieve climate neutrality but without compromising its oil exports; or Saudi Arabia’s commitment to reduce the carbon intensity of its fossil industry.

Professor Jaffe warns that there is a great asymmetry in the level of preparation of the different NOCs in the face of the energy transition, with companies from Venezuela, Iraq and Nigeria showing the greatest risks. And she concludes that it is essential to involve NOCs in the international climate agenda, better studying the role they can play in this context and designing the necessary regulatory frameworks to ensure their positive contribution. Jaffe sees a relevant role for NOCs in the development of carbon capture and sequestration technologies, in investment to reduce the carbon intensity of the fossil industry, and in participation

in international R&D frameworks in clean energy technologies. The latter can also contribute to generating the technological and human capacities necessary for the transition.

Focusing more on Europe, **Simone Tagliapietra**, senior fellow at the Bruegel European think-tank and professor at the Catholic University of Milan, reflects on the energy geopolitics of the region in two horizons: the short term and the long term. The short-term horizon is dominated by the Russian invasion of Ukraine and its consequences on European consumption of Russian fuels. The long-term horizon instead analyzes the implications of the European decarbonisation scenario on fossil fuel suppliers, on Europe's dependence on critical materials, or on trade relations.

Regarding the first question, Tagliapietra believes that Europe could greatly reduce its dependence on Russian energy sources. For coal it is relatively simple; for oil it is also feasible (although with nuances, pointed out in the article by Merino and Peral that is presented last). Abandoning Russian gas is more complex, and in the short term it may be feasible to reduce its use by 50%. However, these actions depend on possible bottlenecks in terms of infrastructure and political considerations that will need to be taken into account. In the first place, the global energy markets have very narrow margins for increasing production; second, European import capacity, especially gas, is already close to capacity limits, and many oil refineries have been optimized to use Russian oil; thirdly, the European infrastructures for moving fuels within the region were designed to move gas or oil from east to west, and not the other way around. Political considerations include managing relations with major oil producers as well as intra-European solidarity. All these problems require a coordinated approach that combines actions in all these areas, including a significant reduction in the demand for oil and especially gas, something that contrasts significantly with the actions of some member states that, through the reduction of taxes, may result in an increase in demand. In any case, the author warns that Europe will surely spend a brief but painful period until the energy markets readjust.

One way to reduce the negative consequences of the adjustment, as well as the dependence on Russia, would be to intensify the transition towards

decarbonization. But this also presents numerous geopolitical challenges. The first is the impact on Europe's neighboring fossil fuel producing countries: not only in terms of reduced imports of fossil fuels, but also the consequent reduction in investment in this sector, and a possible increase in imports of electricity or green hydrogen. The second is the impact on the global energy markets, which will see how the prices of fossil fuels decrease, and with it the income of the producing countries. The third is the consequences for European energy security, which will be displaced from fossils to critical minerals to produce new technologies (and will mean an increase in dependence on China). Finally, the transformation will also affect international trade through the carbon border adjustment, a measure that presents technical difficulties and also one of acceptability by trading partners. To respond to all these challenges, Tagliapietra defends the need to prepare a foreign policy strategy that also promotes European global leadership in the ecological transition.

Landing more and more in the national sphere, **Gonzalo Escribano** and **Lara Lázaro-Touza**, from the Real Instituto Elcano, focus their attention on the Mediterranean and Latin America. Through six stories they explore three aspects of the interaction between geopolitics and renewable energies in these regions. Two very different regions in terms of their geopolitical contexts and projections, but with interesting lessons to offer and with an important connection with Spain. The authors reflect on the transboundary flows of electricity associated with large dams on the Nile and Paraná; on renewable electricity flows in California or across the Mediterranean; or about the role of green hydrogen in Chile and Morocco.

Although, as they rightly point out, these case studies are difficult to generalize, they do help identify drivers for geopolitical cooperation such as the magnitude and proximity of renewable resources, sustainability, or the convergence of energy and climate policies; or barriers such as governance failures, reliance on fossil geopolitical paths, or distance. The big question is whether, depending on the balance of drivers and barriers, renewable development will be able to promote a more cooperative geopolitical framework with better governance, or if, on the contrary, it will imply new vulnerabilities and more conflicts.

In principle, the barriers seem greater in the Mediterranean than in Latin America. But the European Union's action creates a more intense imperative for renewable development, although it also reveals a governance gap and a geo-economic fault line that can hinder cooperation and exchanges. The key therefore lies in mitigating governance failures as much as possible, if this desirable combination of decarbonisation and geopolitical improvement is to be achieved.

Finally, we also have a very up-to-date analysis of the situation in the petroleum distillates market in light of the crisis in Ukraine. **Antonio Merino** and **José Alfredo Peral**, from Repsol, warn that the shortage of oil derivatives, such as gasoline and diesel, is a global problem and not just a European one. The authors describe Europe's dependence on Russian oil, emphasizing in particular the diesel market (in which Russia accounts for 50% of European imports), and the restrictions that the substitution of Russian oil may entail from the point of view of refineries. They also draw attention to the low reserves of these products on the market, which increase the risk of lack of supply, also in kerosene for aviation. Merino and Peral conclude that, in the short term, it is essential to reduce the consumption of petroleum derivatives or increase their production, something that will have to wait until 2023.

La geopolítica de la transición energética

Isidoro Tapia*

Resumen

La composición del *mix* energético tiene importantes consecuencias geopolíticas, según las fuentes de energía primaria, su disponibilidad geográfica, su naturaleza económica, las tecnologías empleadas para su aprovechamiento y los intercambios comerciales entre países. La geopolítica de las últimas décadas ha estado condicionada por el papel predominante de los combustibles fósiles (en particular, petróleo y gas natural), y también por la particular configuración de los mercados energéticos desde las crisis petroleras de los años setenta.

La transición energética, en el marco de los esfuerzos internacionales en la lucha contra el cambio climático, anticipa cambios estructurales en la composición del *mix* energético, con una mayor participación de la electricidad y otros vectores energéticos como el hidrógeno. Las previsibles consecuencias geopolíticas se traducirán en una mayor dimensión nacional de los mercados, una mayor importancia de las tecnologías en detrimento de los combustibles, precios más elevados, pero menos volátiles, y una mayor importancia de las infraestructuras de redes, con una especial atención a los efectos transicionales.

Palabras clave: oil markets, transición energética, cambio climático, geopolítica, energía, petróleo, gas natural, electricidad, hidrógeno, EE. UU., China, Europa, Rusia.

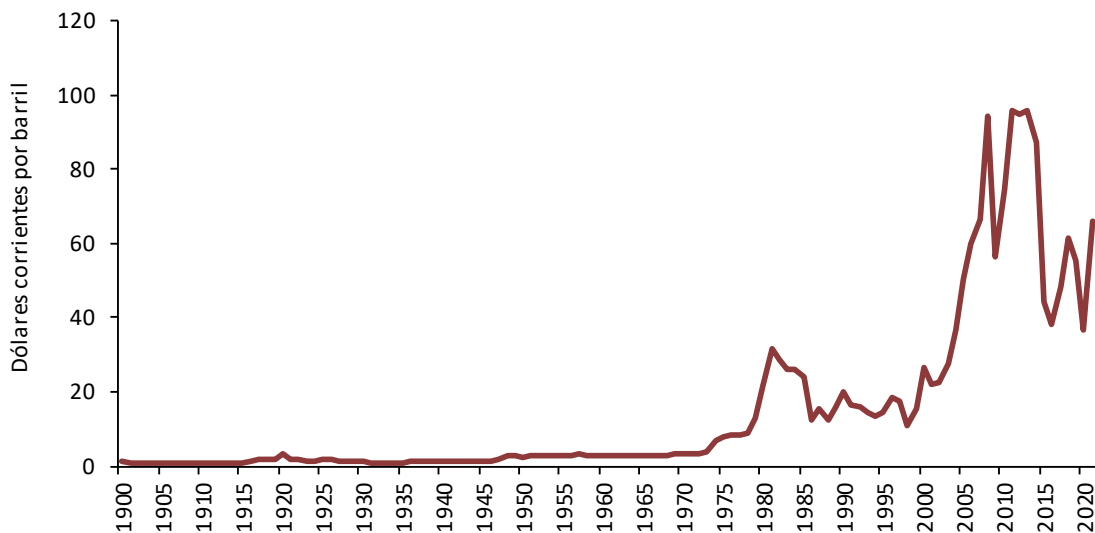
1. GEOPOLÍTICA DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES

Con frecuencia se dice que el siglo XX fue el del petróleo. Sin embargo, el carbón fue la principal fuente energética mundial desde principios de siglo (tras superar a la madera), hasta la década de 1960 (cuando fue superado por el petróleo). Medido por décadas de dominio en la matriz energética, el siglo XX sería antes del carbón que del petróleo. Como veremos, no es importante tanto el quién como el cómo.

* Las opiniones de este artículo son estrictamente personales y no representan a ninguna institución.

Figura 1

Precio petróleo



Fuente: EIA.

Un mismo combustible puede presentar una naturaleza económica muy diferente. Un ejemplo es precisamente el petróleo, que sufrió una importante mutación en la segunda mitad del siglo XX. De ser un combustible relativamente abundante, con precios bajos y estables, pasó a tener un comportamiento más volátil y precios medios mucho más elevados. Como se puede observar en la figura 1, hasta la década de los setenta el precio del barril se movió en una estrecha franja, entre los 2 y 3 dólares por barril. Desde los setenta, en cambio, el precio medio ha sido muy superior y las oscilaciones muy violentas.

¿Qué ocurrió en el mercado del petróleo y cuáles fueron sus consecuencias geopolíticas? Como en todos los grandes cambios, se produjo una acumulación de pequeñas circunstancias, con fuertes aceleraciones coincidiendo con episodios como la crisis de Suez (1956), la guerra del Yom Kippur (1973) o la revolución iraní (1979). Haremos una breve excursión por ellos.

Durante la primera mitad del siglo, tuvo lugar un incesante incremento de la demanda de petróleo, que obligó a multiplicar los pozos de extracción a lo largo

de la geografía mundial. Si en 1920, más del 85 % de la producción mundial de petróleo procedía de EE. UU., a principios de los setenta este porcentaje era de apenas el 20 %. Entre medias, el tablero geopolítico mundial había sufrido varios revolcones.

El primero, tras la Primera Guerra Mundial. La descomposición del imperio otomano abrió a las potencias occidentales el vasto territorio constituido por el puente terrestre de Anatolia, la península arábiga y la meseta iraní. Es lo que comúnmente conocemos como Oriente Próximo, aunque, por influencia de EE. UU., situado varios meridianos más hacia el oeste, a menudo se habla de Oriente Medio.

Oriente Próximo (o Medio, si renunciamos a librar una inútil batalla lingüística) constituye una zona históricamente estratégica, que conecta la cuenca mediterránea con el mar Rojo, el océano Índico y las aguas del Golfo Pérsico. En su desarrollo petrolero (Yergin, 1990), se mezclan aventureros como William Knox D'Arcy o George Reynolds, intermediarios como Calouste Gulbenkian (apodado el señor “cinco por ciento”), monarcas locales, como Reza Khan en Irán, Ibn Saud en Arabia Saudí, o Faisal en Irak, que mezclaban tradiciones milenarias con el apoyo interesado de las potencias occidentales, y pulsos geopolíticos, a veces soterrados como el que mantuvieron Churchill y Clemenceau por imponer la influencia británica o francesa, y otros más abiertos, como el que más adelante enfrentó a EE. UU. y la Unión Soviética.

El desarrollo petrolero de Oriente Próximo adoptó formas muy variadas. En Persia, la actual Irán, la concesión petrolera recayó, gracias a la mediación del aventurero inglés Knox D'Arcy, en la empresa Anglo-Persian, participada por el gobierno británico. En la antigua Mesopotamia (actuales Siria e Irak), la concesión fue a Turkish Petroleum Company (TCP), participada además de por Anglo-Persian, por la compañía francesa de petróleo (CFP, antecedente de la actual Total¹), y por Royal Dutch Shell, a su vez la fusión entre dos compañías: la primera, con origen en Holanda, había crecido al calor del petróleo descubierto en

1 CFP había sido fundada en 1924, como consecuencia de las sanciones impuestas a Alemania tras la finalización de la Primera Guerra Mundial, entre las cuales estaba el traspaso a una empresa francesa del 25 % que Deutsche Bank mantenía en TCP.

la actual Indonesia; por su parte, Shell, una empresa británica fundada por los hermanos Samuel, había revolucionado el mercado del transporte, al utilizar por primera vez grandes buques para el transporte de petróleo crudo.

En Kuwait, la concesión fue otorgada a partes iguales a Anglo-Persian y Gulf Oil, una empresa norteamericana. En general las empresas norteamericanas de entonces, en comparación con las europeas, eran más numerosas y de menor tamaño, tras la separación de Standard Oil en múltiples filiales. Las empresas norteamericanas tenían una importante presencia en México (hasta la expropiación del presidente Cárdenas en 1938) y en Venezuela. En Oriente Próximo, la más activa fue Standard Oil de California o Socal (actual Chevron), la primera en cantar bingo al descubrir petróleo en Bahréin en 1932. Solo un año después, obtuvo una de las inversiones más lucrativas de la historia, la concesión de exploración en Arabia Saudí.

En resumen, el sector petrolero en Irán estaba bajo influencia británica; en Irak y Siria, el dominio se lo repartían Gran Bretaña, Francia y Holanda; y por su parte, en Arabia Saudí, Bahréin y Kuwait concentraban sus intereses las empresas norteamericanas. El mapa geopolítico actual todavía mimetiza aquel reparto de las concesiones petroleras.

En su conjunto, las empresas que operaban en Oriente Próximo se conocían como las “siete hermanas”: Anglo-Persian Oil Company (actual BP), Gulf Oil, Socal (actual Chevron), Texaco (posteriormente fusionada con Chevron), Royal Dutch Shell, Standard Oil of New Jersey (Esso/Exxon) y Standard Oil of New York (Socony) (conocida como Mobil, ahora parte de ExxonMobil).

El nombre de las “siete hermanas” se atribuye a uno de los personajes más fascinantes de la historia europea de la segunda mitad del siglo XX, Enrico Mattei. En la mejor tradición italiana, Mattei fue miembro del partido fascista en los años treinta, empresario químico, partisano en la Segunda Guerra Mundial (combatiendo precisamente a los fascistas), tras la cual, ya con robustos ideales cristiano-demócratas, recibió el encargo de desarrollar la industria petrolera italiana, lo que hizo a golpes de audacia, arrancando concesiones en Oriente Próximo en lo que hasta entonces había sido un territorio patrimonio de las “siete hermanas”.

El reparto petrolero nunca estuvo fijo. Tras la Segunda Guerra Mundial, las monarquías de la región comenzaron a reclamar una porción creciente en la tarta. A finales de los cuarenta, el gobierno venezolano de Rómulo Betancourt adoptaría una fórmula novedosa: el reparto cincuenta/cincuenta de las rentas petroleras entre empresas y Estados. Pocos años después, esta fórmula se extendería por todo Oriente Próximo, con porcentajes cada vez más favorables a las monarquías de la región. Irán llegó más lejos. En 1951, el gobierno nacionalista del primer ministro Mohamed Mossadeq decretó la nacionalización de Anglo-Iranian; en respuesta, hubo un boicot internacional seguido de un golpe de estado apoyado por EE. UU. y Gran Bretaña, conocido como Operación Ajax, que lo depuso en 1953. Decía Carlos Marx que la historia se suele repetir dos veces, la primera como tragedia y la segunda como farsa (Marx, 1852). En realidad, ocurre más a menudo lo contrario. Si las primeras salvadas son de fogueo, las segundas suelen acabar en tragedia. En 1953 el Sha de Persia, Mohammad-Rezā, era repuesto en su trono, tras lo cual comenzó a levantar las restricciones a la participación de empresas extranjeras en el sector petrolero. Por el camino, Anglo-Persian cambiaría su nombre al políticamente más correcto de British Petroleum. Aquello había sido una simple farsa; la tragedia que cambiaría para siempre la fisonomía del mercado del petróleo estaba a punto de producirse.

1.1. La crisis de Suez (1956)

El canal de Suez, una de las infraestructuras civiles más ambiciosas de la historia, se construyó a mediados del siglo XIX, bajo el impulso del diplomático francés Ferdinand de Lesseps. Francia y Egipto compartieron los costes y el accionariado del canal. La participación egipcia pasó a manos británicas en 1875, para afrontar el pago de la deuda externa. Benjamin Disraeli, entonces primer ministro británico, consciente de la importancia estratégica del canal en la ruta hacia las Indias Británicas, consiguió un cuantioso préstamo de Rothschild para acometer la compra. El gobierno británico estacionó desde entonces un contingente de tropas en la zona del canal. Durante la Segunda Guerra Mundial, la batalla de Egipto (también conocida como batalla de El Alamein), entre los generales Montgomery y Rommel, fue una de las primeras derrotas del ejército alemán

y también de las más decisivas, precisamente por el control sobre el comercio marítimo. Como inmortalmente declaró Churchill no fue “el fin, y ni siquiera el principio del fin”, pero al menos consistió en el final de la primera parte de la Guerra².

Tras el acceso al gobierno egipcio del líder nacionalista Nasser (Brown, 2014), a principios de los cincuenta, comenzó una campaña de hostigamiento contra las tropas británicas estacionadas en el canal, percibidas como una inaceptable reliquia colonial. Ante el aumento de la tensión, el gobierno británico aceptó la retirada de sus tropas en 1956. Apenas seis semanas después de completarse la retirada, en julio de 1956, Nasser anunció en un mensaje de radio la ocupación y nacionalización del canal. Nasser ofreció una compensación, pero el gobierno británico, liderado por Anthony Eden, rechazó agraviado tal ofrecimiento.

Es aquí donde la narración adquiere tintes más novelescos: Francia y Gran Bretaña, propietarias del canal, acordaron de manera secreta, junto con Israel, el siguiente plan (conocido como el “plan Challe”, por el general francés que lo concibió): Israel atacaría Egipto, y posteriormente Francia y Gran Bretaña intervendrían con la excusa de separar a los contendientes y restablecer el tráfico marítimo, aunque con el objetivo de derrocar a Nasser y recuperar el control del canal. Este acuerdo secreto, aunque intuido por muchos, no fue reconocido por los países implicados hasta muchos años después. El propio Eden mentiría al respecto en el Parlamento británico, declarando solemnemente que no había tenido información que anticipase el ataque israelí sobre Egipto.

Mientras esto ocurría, el presidente de EE. UU., D. Eisenhower, se encontraba en plena campaña de reelección. Tras la nacionalización del canal, Eisenhower había manifestado por diferentes canales a Gran Bretaña su oposición a cualquier respuesta militar. A Eisenhower no solo le preocupaba su propia suerte electoral, sino que le exasperaban lo que consideraba tics coloniales de las potencias europeas.

La oposición de EE. UU. fue determinante para que el ataque combinado de Israel, Francia y Gran Bretaña fracasase. Las fuerzas egipcias bloquearon el canal,

2 Discurso en noviembre de 1942 en Ireacion.

cerrándolo al tráfico por completo entre octubre de 1956 y marzo de 1957, cortando así una arteria fundamental para el transporte marítimo de petróleo. La crisis de Suez se cerró con la retirada de las tropas británicas y la confirmación de la soberanía egipcia sobre el canal. También con la dimisión de Anthony Eden que, tras años a la sombra de Churchill, manejó con torpeza su primera crisis internacional. Muchos historiadores sitúan también en Suez el punto final del papel hegemónico de Gran Bretaña, en decadencia desde principios de siglo, y la aceleración de los procesos de descolonización en toda la región.

En lo que nos atañe, hay dos consecuencias directas de la crisis del canal que cambiarían para siempre la geopolítica energética: por un lado, la denominada “doctrina Eisenhower”, que saca a EE. UU. de su letargo geopolítico. Por otro, la fenomenal batalla que a partir de entonces librarían las “siete hermanas” con las empresas nacionales del petróleo (NOC, por sus siglas en inglés).

Bajo la “doctrina Eisenhower”, hecha pública en enero de 1957, cualquier país podría solicitar asistencia económica y/o militar de EE. UU., en caso de verse amenazado militarmente por otro Estado. Esta doctrina marca uno de los puntos de inflexión en la Guerra Fría. La decisión de la administración Eisenhower viene motivada por la incipiente hostilidad árabe y la influencia creciente de la Unión Soviética en la región. Se trata de un giro de la política exterior de EE. UU. desde las posiciones más pasivas que caracterizaron los años inmediatamente posteriores a Yalta. EE. UU. sale de la modorra aislacionista en la que había caído en los años veinte, apenas interrumpida durante la Segunda Guerra Mundial ante el ataque sorpresa japonés en Pearl Harbour y el riesgo de colapso de la civilización en Europa, y decide convertir su fortaleza económica en hegemonía política. A partir de entonces, EE. UU. disputaría la influencia soviética en zonas como Oriente Medio, el sudeste asiático (Corea o Vietnam), Latinoamérica o frente a las propias costas estadounidenses, en la isla de Cuba.

La segunda consecuencia de la crisis de Suez fue la creación de las empresas nacionales de petróleo. Tras la infructuosa nacionalización iraní en 1951, la segunda ola de nacionalizaciones que siguió a Suez fue mucho más exitosa debido a su mayor gradualismo, menor agresividad, y el contexto internacional más favorable a las tesis de liberación colonial. Kuwait crea su compañía petrolera

(KNPC) en 1960, Arabia Saudí hace lo propio en 1962 y posteriormente nacionaliza Aramco en varios pasos sucesivos, pagando compensaciones que, a grandes rasgos, se consideraron apropiadas. Irak crea su propia compañía en 1967 (INOC). India (ONGG) y Brasil (Petrobras) hacen lo propio, con el objetivo declarado de alcanzar la autosuficiencia energética.

La aparición de las NOC marca el inicio de un pulso formidable con las “siete hermanas” por el reparto de las rentas petroleras. Hasta entonces, a grandes rasgos, las “siete hermanas” decidían el precio en función de las condiciones del mercado. En 1960, tras una bajada no negociada del precio, cinco países, Irán, Iraq, Kuwait, Arabia Saudí y Venezuela, que contaban en aquel momento con alrededor del 40 % de la producción mundial de petróleo, pero cerca del 60 % de las reservas, crean la Organización de Países Exportadores de Petróleo en 1960 (OPEC, por sus siglas en inglés). Durante la década de los sesenta, la influencia de la OPEC sería todavía limitada. Su papel se reforzaría tras las dos crisis petroleras: la guerra del Yom Kippur en 1973 y la revolución iraní en 1979.

1.2. La primera crisis del petróleo: la guerra del Yom Kippur (1973)

A principios de los setenta, como hemos indicado, el mercado del petróleo vivía su particular transición de poder, que como señaló el historiador griego Tucídides respecto a la guerra del Peloponeso, ha sido históricamente un factor de inestabilidad. En el caso del petróleo fue la batalla entre las “siete hermanas” y las pujantes empresas nacionales del petróleo (NOC) la que desataría una tormenta geopolítica.

Al mismo tiempo, coincidieron otros hechos como el colapso del sistema monetario internacional conocido como Bretton Woods. Bajo Bretton Woods, las diferentes monedas tenían un tipo de cambio fijo con el dólar, y a su vez el dólar era la única moneda cuya convertibilidad en oro estaba garantizada. El sistema funcionó razonablemente bien, actuando como ancla monetaria, durante la década de los cincuenta. Sin embargo, a medida que EE. UU. fue acumulando desequilibrios económicos (inflación, incremento de la deuda como consecuencia de la guerra de Vietnam y de las políticas públicas de protección

social), fue haciéndose patente que el dólar estaba sobrevalorado respecto al resto de monedas. En Francia, este sistema se conocía como el “privilegio exorbitante de América”. Charles de Gaulle hizo pública su intención de convertir en onzas de oro las reservas en dólares del país galo. Poco después, el Banco de Inglaterra hizo un anuncio parecido, que se convirtió en el tiro de gracia. El presidente Nixon decidió la suspensión de la convertibilidad del dólar en oro, imponiendo un arancel sobre las importaciones del 10 % y controles sobre precios y salarios para contrarrestar el previsible desplome del dólar respecto a otras monedas.

Pese a ello, el dólar se desplomó. Su valor frente a la libra esterlina prácticamente se redujo a la mitad. Uno de los efectos de su caída fue que los países productores de petróleo, cuyo precio estaba fijado en la moneda americana, vieron mermados sus ingresos. Coincidiendo con ello, la producción de EE. UU. mostraba síntomas de fatiga, declinando tras alcanzar su máximo en 1970 (con 9,6 millones de barriles diarios, niveles que solo se volverían a alcanzar en 2015). Era, por así decirlo, el peor momento para responder a un pulso lanzado desde otras latitudes.

Un tercer factor es el contexto geopolítico de la Guerra Fría. Durante ella, los países árabes pivotaron entre la influencia de EE. UU. (en aquel momento, Arabia Saudí, Turquía, Irán e Israel) y la Unión Soviética (Egipto, Siria e Irak). A las rivalidades regionales se superpusieron las derivadas de la creación del Estado de Israel. El día después de la proclamación del mismo, el 14 de mayo de 1948, varios países árabes atacaron Israel, que repelió el ataque e incluso amplió el territorio inicialmente asignado. En 1956, tendría lugar la crisis de Suez, ya analizada. En junio de 1967, la denominada guerra de los seis días, un ataque preventivo lanzado por Israel ante la sospecha de que los países árabes preparaban un ataque concertado, que concluyó con una victoria militar israelí sin paliativos, que incorporó a su territorio los Altos del Golán, Cisjordania (incluyendo Jerusalén Oriental), la Franja de Gaza y la península del Sinaí.

Nasser fallece en 1970, siendo sustituido por Anwar Sadat. Poco tiempo después, en octubre de 1973, Siria y Egipto lanzan un ataque sorpresa contra Israel durante la celebración de la fiesta judía del Yom Kippur. El ataque pilló por sorpresa no solo a Israel, sino a la mayoría de los países occidentales, incluido EE. UU., donde el presidente Nixon lidiaba con el escándalo Watergate. Durante

los primeros días de contienda, Egipto y Siria infligieron importantes daños a Israel. Años después, la entonces primera ministra Golda Meier, reconoció que llegó a temer por la propia supervivencia del Estado judío.

En este contexto, el presidente Nixon (en realidad, el secretario de estado Kissinger, debido a las dificultades políticas del primero) autoriza el envío de material militar a Israel. Inmediatamente, la OPEC responde con un arma inédita: restringiendo la oferta de petróleo. La OPEC incrementa el precio ofertado del petróleo un 70 %, y acuerda una reducción de la producción agregada del 5 % cada mes. El precio *spot* de petróleo se cuadruplica (pasa de tres a doce dólares por barril). La OPEC decreta un embargo de petróleo sobre los países occidentales, que con el paso de las semanas iría suavizando hasta limitarlo a solo dos países: EE. UU. y Holanda.

La primera crisis del petróleo tuvo un coste significativo directo sobre los países de la OCDE, pero más importantes fueron los indirectos. Dio lugar a la creación de la Agencia Internacional de la Energía (IEA) en 1974 para coordinar las estrategias de los países consumidores. La IEA rápidamente acordó reglas como el mantenimiento de un *stock* de reservas estratégicas, y propuso un plan a largo plazo para reducir la intensidad del consumo energético, incluyendo una mejora de la eficiencia energética y el desarrollo de fuentes alternativas. Muchos países siguieron este mismo camino: en noviembre de 1973, el presidente Nixon anuncia el “Proyecto Independencia”, un plan para conseguir la autosuficiencia energética en 1980, que incluía medidas como el cambio de hora según la estación del año o la reducción de la temperatura en los edificios públicos de 23-24 °C a entre 18 y 20 °C. En 1975, el Congreso aprobaría la *Energy Policy and Conservation Act* que impondría por primera vez estándares de eficiencia para los vehículos.

El objetivo de la independencia energética fue abrazado por el presidente Carter, que lo convirtió en central a su mandato. Carter creó el Departamento de Energía, y destinó miles de millones de dólares al desarrollo de tecnologías alternativas.

En España, como en el resto de países occidentales, la crisis petrolera también tendría su reflejo inmediato. En 1974, el gobierno crea el Centro de Estudios de la Energía, antecedente del actual Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Sin embargo, en los meses anteriores al fallecimiento del general Franco,

ya enfermo y debilitado, el régimen no podía tolerar las tensiones sociales que se derivarían del incremento de los precios de los derivados del petróleo. Así que optó por una solución poco imaginativa: subvencionar el consumo de gasolina para amortiguar el incremento de los precios internacionales. Los desequilibrios de esta política no tardarían, sin embargo, en demostrarse insostenibles.

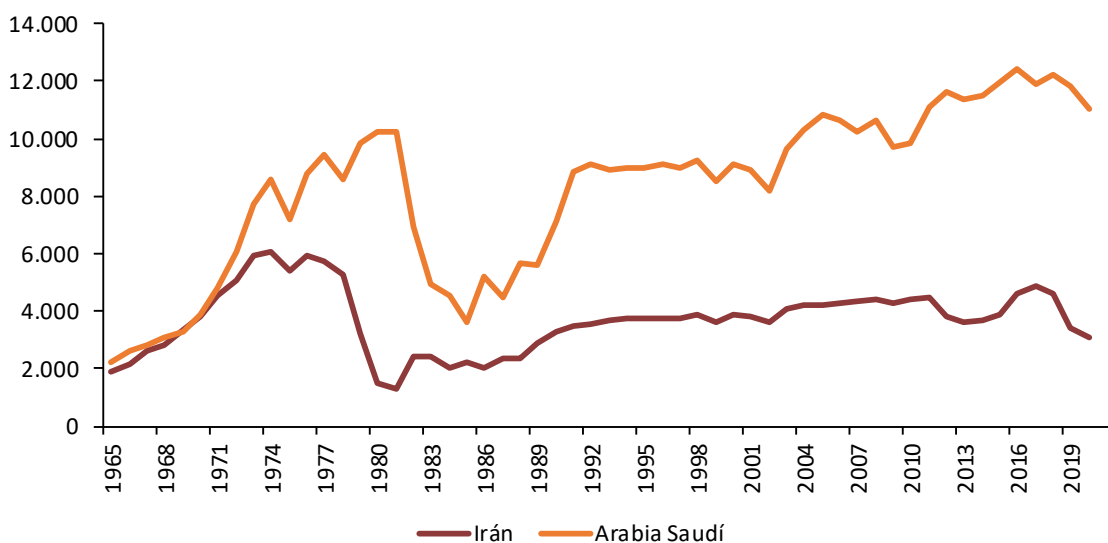
La crisis del petróleo había puesto de manifiesto el potencial de la acción coordinada entre los países productores, los integrantes de la OPEC: la dinámica del mercado internacional de petróleo había cambiado para siempre.

1.3. La segunda crisis del petróleo: la Revolución iraní (1979)

Aunque brevemente (no es cuestión de convertir nuestra excursión por el siglo XX en una travesía), debemos hacer una segunda parada en la Revolución iraní de 1979. La caída del Sha y la evolución un tanto errática durante los años siguientes

Figura 2

Producción Arabia Saudí vs. Irán



Fuente: BP Statistical Review.

de lo que se ha denominado una “revolución sin líderes” (Brown, 2014), tuvo dos importantes consecuencias: por un lado, sustrajo a Irán de la órbita de influencia de EE. UU.; por otro, redujo la producción de crudo iraní, capacidad que nunca recuperaría por completo debido a los sucesivos estragos de su industria en las siguientes décadas (especialmente, debido a la larga guerra que lo enfrentó con Irak en la siguiente década), como se observa en la figura 2.

Estos efectos provocaron el reforzamiento del papel de Arabia Saudí como “productor pivotal”: desde entonces, Arabia Saudí, incrementaría o reduciría su producción de petróleo para “equilibrar” el mercado, eufemismo utilizado para referirse a la estrategia de buscar el precio del petróleo más alto posible, sin provocar una destrucción de la demanda, que a grandes rasgos ha sido el objetivo de la OPEC durante estos años.

En términos geopolíticos, la revolución iraní dio lugar a lo que se conoció como la doctrina Carter: en su discurso sobre el estado de la nación en 1980, Carter anunció que Estados Unidos usaría la fuerza militar, en la medida necesaria, para defender sus intereses nacionales en el Golfo Pérsico. Se trataba de un paso más de la doctrina Eisenhower, como respuesta a la crisis de los rehenes en Irán y la presencia militar soviética en Afganistán, que situaba la lucha por los recursos energéticos en la primera línea de la política exterior norteamericana. Desde entonces, hablar de geopolítica energética es una redundancia.

Las sucesivas crisis del petróleo de los años setenta, junto con el fin del sistema de tipos de cambio semifijos de Bretton Woods, alumbraría una nueva etapa en el mercado del petróleo, que se mantendría al menos hasta la década de 2010, cuando gracias al uso de la técnica del *fracking* hidráulico, EE. UU. revertiría su posición de importador neto de productos energéticos. En el sector petrolero, este periodo de cuatro décadas se caracterizaría por:

- Una mayor volatilidad de precios. La sustitución de las “siete hermanas” por las empresas nacionales (NOC) no vendría acompañada de una mayor estabilidad en el mercado petrolero, sino todo lo contrario. A la fuerte subida de precios de los setenta, le siguió una década de precios bajos, un repunte a principios de los noventa, tras la invasión iraquí de Kuwait, aunque más corto y suave de

lo esperado, un nuevo período de precios bajos en los noventa, seguido por el denominado “superciclo” de las materias primas en la primera década de los 2000, y desde entonces una verdadera ruleta rusa, con fuertes subidas y bajadas en la década de 2010.

La sustitución de las “siete hermanas” por las NOC supuso un cambio fundamental en el mercado: el eje pasó de los contratos a largo plazo al mercado *spot*. O dicho de otro modo, de las relaciones comerciales estables a, como se ha señalado (Farchy y Blas, 2021), un mercado protagonizado por los *traders*, los operadores encargados de ejecutar las órdenes de compra y venta, cuyo rol es secundario en los mercados dominados por la contratación a plazo³. El papel de los *traders*, junto con el sistema de tipos de cambio flotantes posterior a Bretton Woods, actuaron desde entonces como cajas de resonancia, amplificando las oscilaciones de los precios hasta convertirlas en ocasiones en auténticos tsunamis.

- Pese a las dificultades para mantener la disciplina dentro de la OPEC, la cartelización de la producción y la restricción de la oferta ha dado lugar a precios del petróleo medios mucho más elevados que los registrados hasta la década de los sesenta. La OPEC es un cartel imperfecto, donde cada participante tiene incentivos para superar su cuota oficial, y de hecho han sido varios los episodios donde las disputas internas han resultado en precios por debajo del mercado como objetivo. Con todo, es un cartel que ha conseguido elevar significativamente el precio respecto al registrado en las décadas anteriores.
- Las necesidades energéticas, particularmente las petroleras, marcarían la política exterior de EE. UU. durante varias décadas, como anunciaba la doctrina Carter. Así sería hasta la década de 2010, cuando el incremento de la producción de EE. UU. de hidrocarburos no convencionales permitiría a la Administración norteamericana mayores grados de libertad para definir su política

3 Curiosamente, la configuración resultante del mercado petrolero fue exactamente la inversa de la de finales del s. XIX: entonces, las actividades de exploración y producción estaban en manos de los denominados *wild cats*, mientras las grandes empresas petroleras, como Standard Oil, se dedicaban al transporte, refinó y distribución, actividades consideradas de menos riesgo. Ahora, la parte más arriesgada del mercado es precisamente la de su transporte y distribución, actividades que dominan las empresas de *trading*, como Vitol, Glencore o Trafigura.

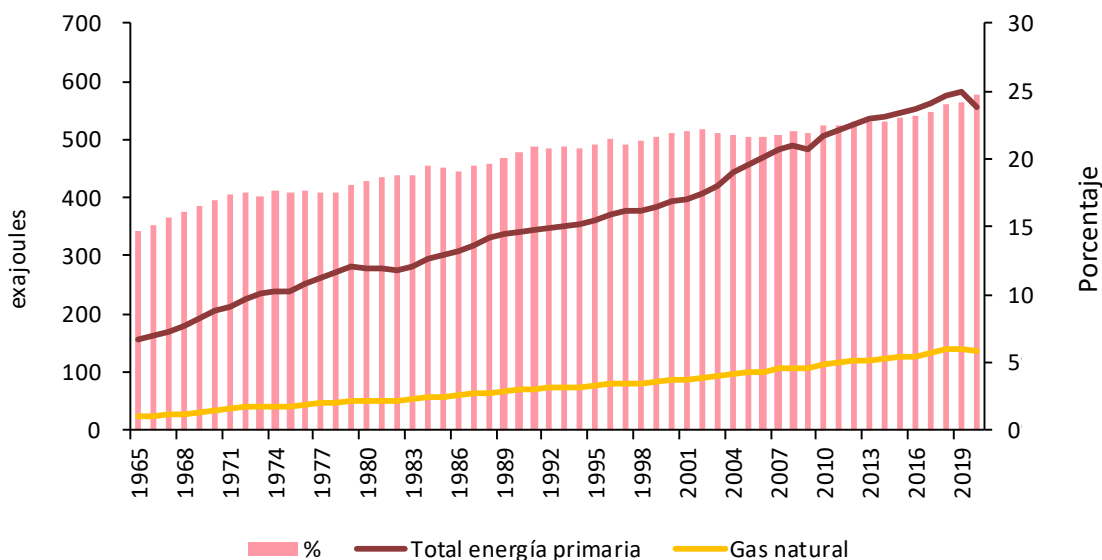
exterior atendiendo a otros criterios (algo que por otra parte puede resultar contraproducente), como se demostró a lo largo de la Administración Trump (Tapia, 2017), tendencia que se mantiene en los primeros años de la presidencia de Biden, como sugiere por ejemplo la respuesta de EE. UU. a la invasión rusa de Ucrania, más rápida que la europea, al estar constreñida esta última por su alta dependencia energética.

2. LA GEOPOLÍTICA DEL GAS NATURAL

El largo análisis de la geopolítica del petróleo en la sección anterior sirve no solo como introducción, sino también como marco para el análisis del mercado del gas natural.

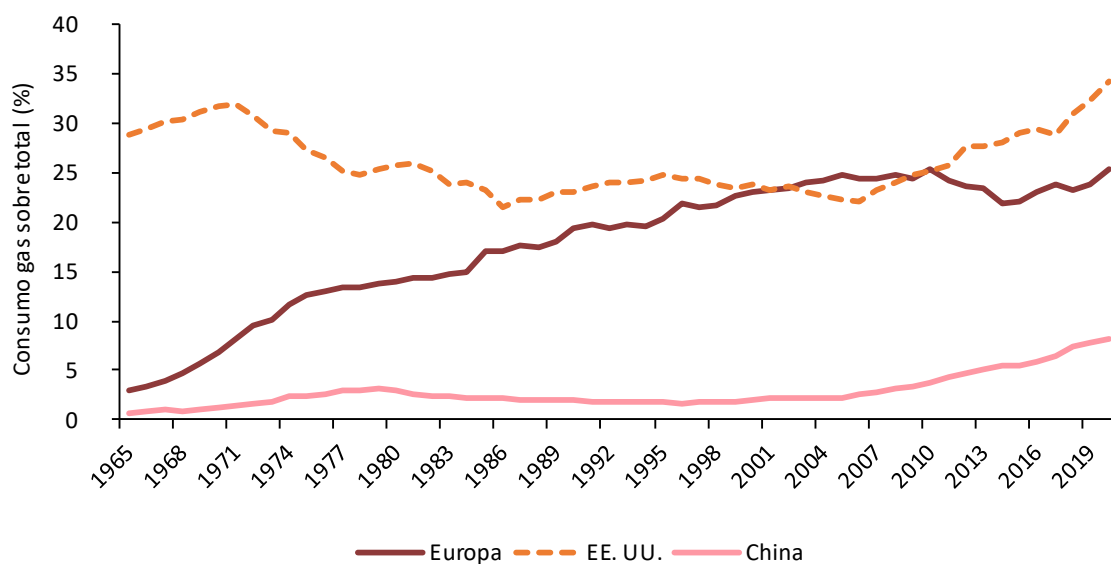
Salvo en algunas geografías concretas como EE. UU., el papel del gas natural en la matriz energética fue relativamente modesto hasta la segunda mitad del siglo XX. Desde entonces, sin embargo, la demanda de gas natural crecería rápidamente,

Figura 3
Gas natural en matriz energética



Fuente: BP Statistical Review.

Figura 4
Gas en Europa, EE. UU. y China



Fuente: BP Statistical Review.

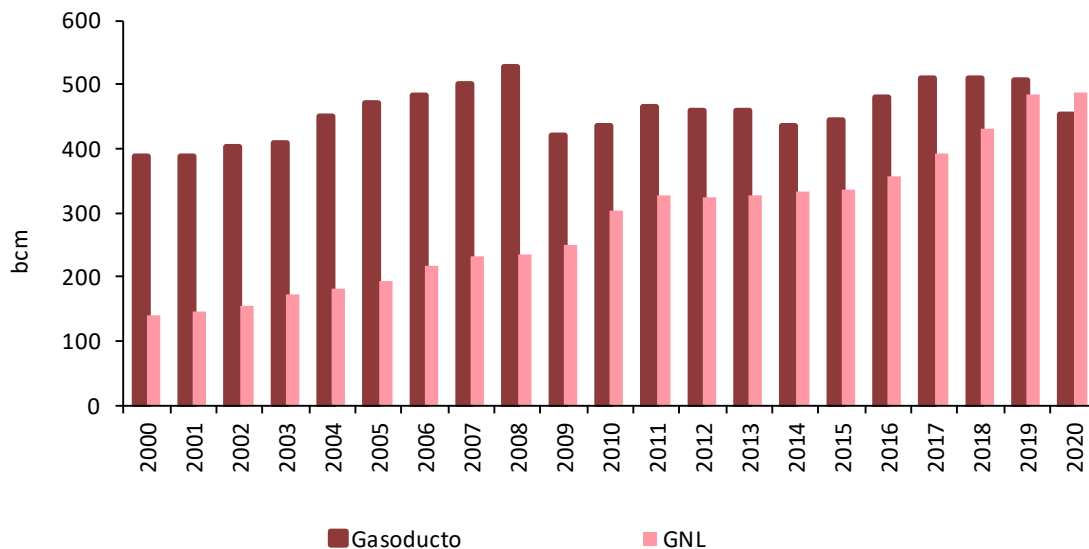
al coincidir dos factores: la flexibilidad del gas para atender la demanda de usos industriales (acero, química o calor industrial de alta temperatura) y su utilización en la generación eléctrica.

Gracias a este impulso, el gas empezó a cobrar un papel destacado en la matriz energética, sobre todo europea, donde rápidamente alcanzó una participación superior al 25 %, en detrimento del carbón y en menor medida de los derivados del petróleo. Varias décadas después, un proceso similar se observa en China, donde el gas natural está incrementando rápidamente su participación en los últimos años, al hilo de la fuerte demanda industrial y de generación eléctrica.

En términos económicos, la principal diferencia entre el gas natural y el petróleo no es tanto su coste de extracción, sino sobre todo el coste de transporte y almacenamiento. El transporte por ductos es, en general, la forma más competitiva, aunque depende del volumen transportado y la distancia recorrida. En el caso del petróleo, para distancias relativamente pequeñas el transporte por

Figura 5

Gasoductos vs. GNL



Fuente: BP Statistical Review.

oleoducto añade alrededor de 5 dólares por barril, frente a 10-15 del transporte por ferrocarril y 15-20 del transporte marítimo⁴.

Debido a la menor densidad del gas natural, sus costes de transporte representan una proporción mayor respecto al total (entre dos y cinco veces superior que para los combustibles líquidos). Al mismo tiempo, las diferencias entre las alternativas (gasoductos vs. GNL) son más acentuadas, ya que no solo hay que transportar el gas licuado, sino someterlo a un proceso de licuefacción en origen y regasificación en destino, lo que incrementa su coste (Fadl, Lewis y McFarland, 2018). Para distancias muy largas, puede invertirse la jerarquía en costes, siendo en algunos casos incluso más competitivo el transporte a través de GNL (DeSantis *et al.*, 2021).

Los distintos fundamentos económicos del gas natural han favorecido históricamente su transporte a través de gasoductos. En el interior de los países,

4 <https://www.forbes.com/sites/jamesconca/2018/10/11/which-is-safer-for-transporting-crude-oil-rail-truck-pipeline-or-boat/>

la práctica totalidad del transporte de gas es por ductos (al contrario que los derivados del petróleo). Pero incluso en el comercio entre países, que es el objeto de análisis principal en términos geopolíticos, el transporte por ductos representa prácticamente la mitad del comercio total de gas natural. La situación ha cambiado rápidamente en los últimos años, con un fuerte crecimiento del GNL, que en apenas dos décadas se ha convertido en el medio de transporte predominante, superando en 2020 por primera vez al volumen de gas transportado a través de ductos. En Europa, el transporte por tubos todavía representa el 80 % de las importaciones de gas natural, aunque la invasión de Ucrania por Rusia probablemente modifique este dibujo, en línea con la tendencia global hacia una mayor participación del GNL.

En términos geopolíticos, las diferencias entre un mercado dominado por ductos o GNL son destacadas. De forma resumida, con el GNL se consigue flexibilidad (un componente de la seguridad de suministro), a cambio de un mayor precio. En los ductos, los mercados son básicamente regionales, entre países vecinos, debido a que las redes restringen el ámbito de las relaciones comerciales (para cubrir distancias muy largas, como hemos señalado, dejan de ser la alternativa más competitiva). También se trata de relaciones estables, a muy largo plazo, dado que los gasoductos son infraestructuras intensivas en capital que solo se amortizan a lo largo de varias décadas. No hay más que señalar que el comercio de gas entre Europa y Rusia ha sobrevivido, al menos hasta el momento de escribir este artículo, los primeros meses de guerra en Ucrania. Algo parecido ha ocurrido con el suministro de gas desde Argelia a España, que ha sorteado con solidez los avatares en las relaciones entre ambos países, o la red que conecta Argentina con Bolivia, Chile y Brasil. Los ductos actúan casi como grilletes, alineando los intereses de los países que comunican de manera casi irreversible.

En cambio, el GNL otorga una mayor flexibilidad, ya que permite sustituir rápidamente a un proveedor por otro en los mercados internacionales. Siguiendo con el mismo ejemplo, si el suministro de gas de Rusia a Europa tuviese la forma de GNL, seguramente se hubiese interrumpido mucho antes. De hecho, así ha ocurrido con el petróleo, sobre el que los países europeos acordaron un embargo del procedente de Rusia, con una cláusula que eximía temporalmente al petróleo que llegaba por oleoducto. Tanto el GNL como el petróleo son mercados similares,

en los que tanto compradores como vendedores disponen de varias alternativas; en el caso de los ductos, en cambio, ambas partes tienen muchos menos grados de libertad, sobre todo en el corto plazo. Rusia tiene menos margen para sustituir a sus compradores europeos (su conexión con China es limitada), de la misma forma que los consumidores europeos tienen un margen limitado para sustituir a su suministrador ruso de gas (aunque ligeramente superior en el corto plazo, dada la conexión europea con las reservas del norte de África y con Noruega).

La relación entre petróleo y gas natural tiene otras ramificaciones. No existe un precio de referencia global para el gas natural, como sí existe para el petróleo (Brent y WTI). En el gas natural, hay a grandes rasgos tres mercados regionales, –América del Norte, Asia-Pacífico y Europa–. En América del Norte, el precio se fija en *hubs*, a través de los mercados *spot* organizados, mientras que en Asia-Pacífico el mercado está dominado por los contratos a largo plazo, a menudo referenciados al barril de petróleo. En el caso de Europa, el mercado históricamente gravitaba en torno a los contratos a plazo, aunque progresivamente se ha desplazado hacia mecanismos más competitivos (a través de *hubs* o mercados organizados).

El tránsito de un mercado donde predominan los gasoductos a otro donde lo hace el GNL (y, dentro de este, hacia mercados dominados por *hubs*), una tendencia global a la que ahora se ha sumado también Europa, tendrá previsiblemente varias consecuencias: un precio más elevado del gas natural (debido al mayor coste del GNL, ya comentado), una mayor transparencia sobre los precios, y finalmente una mayor volatilidad. En cierto modo, es un cambio parecido al registrado por el mercado del petróleo en la década de los setenta, descrito en la sección anterior. En el caso del gas natural, confluye ahora una característica adicional: debido a los compromisos medioambientales, se prevé que el tamaño agregado del sector disminuya hasta 2050 (aunque es posible que siga creciendo durante algunos años si China mantiene su apuesta por el gas natural como combustible de transición para sustituir al carbón). Esta característica añade un matiz diferencial en la analogía con el sector petrolero de los setenta, entonces un sector en auge (el consumo mundial de petróleo prácticamente se ha duplicado desde entonces, desde 50 millones de barriles diarios a cerca de 100). Muy probablemente, esta última característica, derivada de los compromisos medioambientales, no haga sino acentuar las otras, tensionando aún más el mercado del gas natural, y

otorgando un papel destacado a los *traders*, sobre todo si, como ya ocurre con el petróleo, los compromisos medioambientales se traducen en una disminución más rápida de la oferta (de las inversiones en exploración y producción) que de la demanda (IEA, 2021).

3. GEOPOLÍTICA DE LA ELECTRICIDAD Y EL HIDRÓGENO

¿Qué efectos geopolíticos tendrá la transición energética? Para responder a esta pregunta, debemos, en primer lugar, delimitar el concepto de transición energética, ya que la descarbonización puede alcanzarse a través de escenarios muy diversos, con efectos geopolíticos también diferentes. Para evitar que la casuística impida el análisis, en esta sección se adoptará un enfoque de escenarios: prácticamente todos los modelos de simulación energética prevén un incremento de la electricidad y (en menor medida, o con menos unanimidad) del hidrógeno. Por ello, analizaremos los efectos geopolíticos de sustituir los combustibles fósiles por estos dos vectores energéticos: electricidad e hidrógeno. Por motivos de espacio, la intensidad relativa de desarrollo quedará al margen. También, la velocidad de transición, aunque haremos una breve mención a los efectos transicionales. Con todo, el análisis de escenarios permitirá señalar algunas conclusiones sobre los efectos geopolíticos de la transición energética.

3.1. Geopolítica de la electricidad

Dos características de la electricidad explican su protagonismo en los escenarios de descarbonización: por un lado, el progreso tecnológico mostrado por las tecnologías de generación eléctrica que utilizan recursos renovables (principalmente, fotovoltaica y eólica), y por otro, la versatilidad que ofrece la electricidad para su consumo, desde el doméstico de calefacción hasta la movilidad, aunque existen restricciones físicas que dificultan su aplicación a otros sectores, como el transporte a larga distancia o la demanda de muy alta temperatura en la industria.

En esta sección, como indicábamos, tomaremos como dado el incremento de la participación de la electricidad en el *mix* de energía final: la AIE prevé

un incremento de la electricidad desde el actual 20 % hasta el 49 % en 2050 (IEA, 2021), y hay escenarios de la Comisión Europea donde este incremento es aún mayor (EC, 2020). ¿Cómo cambiarán los mercados energéticos como consecuencia de este mayor peso de la electricidad? ¿Qué efectos geopolíticos tendrán estos cambios?

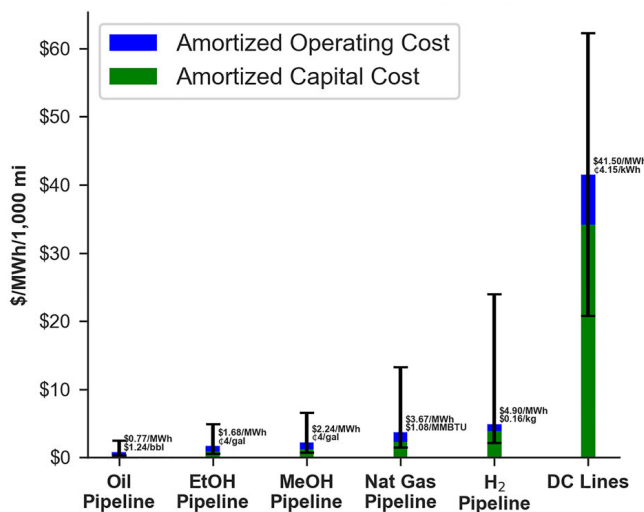
De manera resumida, casi estilizada, podemos señalar los siguientes:

Mercados más nacionales que globales

En la sección anterior, apuntábamos una diferencia importante entre los costes de transporte del gas y los derivados del petróleo. Para la electricidad, los costes de transporte son incluso mayores: a grandes rasgos, la forma más eficiente de consumir electricidad es *in situ* y de forma instantánea. Tanto su almacenamiento como su transporte conllevan grandes pérdidas, como se observa en la siguiente figura (DeSantis *et al.*, 2021).

Figura 6

Amortized transmission costs per 1,000 miles



Fuente: DeSantis *et al.*, 2021.

Los altos costes de transporte y almacenamiento de la electricidad empujan hacia mercados más nacionales, en lugar de globales. A ello coadyuvará la tradicional preferencia de los Estados por mantener bajo su control la configuración del *mix* eléctrico (qué papel se reserva a la tecnología nuclear, por ejemplo, o si se apuesta por unas tecnologías renovables u otras).

La AIE estima que el comercio internacional de energía en una economía descarbonizada será muy inferior al actual, cerca de un 60 % por debajo.

Los mercados eléctricos tienen una naturaleza más local o nacional que global; cuanto mayor sea la participación de la electricidad, más predicable será esta característica de los sistemas energéticos en su conjunto.

Mayor importancia de las tecnologías que de los combustibles

En un sistema energético con una fuerte presencia de la electricidad, y donde a su vez las tecnologías renovables protagonizan el sistema eléctrico, los cuellos de botella no están en el suministro de combustibles (la disponibilidad de los recursos primarios como sol o viento excede con mucho las necesidades energéticas), sino en las tecnologías.

Conviene subrayar que los cuellos de botella no desaparecen por desplazarse desde los combustibles a las tecnologías, aunque su naturaleza cambia. Las limitaciones pueden afectar en primer lugar a los materiales empleados en la fabricación, como el cobalto, el cobre, el litio, el níquel o los denominados minerales raros, componentes clave en las nuevas tecnologías. Las reservas mundiales de estos materiales no se distribuyen de forma más homogénea que los combustibles fósiles; en algunos casos, la concentración es incluso mayor. Cerca del 75 % de los minerales empleados en las nuevas tecnologías se concentran en diez países (que podríamos denominar *electroestados*), un porcentaje muy parecido a las reservas de petróleo en los *petroestados*⁵. La concentración es extraordinaria en algunos casos: más del 60 % del suministro mundial de cobalto (utilizado en la fabricación de turbinas y baterías eléctricas) proviene de un único país, la República Democrática del Congo.

5 *The Economist*. Mar 26th 2022. Why energy insecurity is here to stay.

La preocupación por el suministro de estos materiales ha llevado a la UE a crear una lista de materias primas clave⁶, identificando su origen y las reservas mundiales sobre las mismas. En más de la mitad de los veintisiete productos identificados en la lista, las principales reservas se encuentran en China.

Las potenciales barreras tecnológicas no solo afectan a los materiales, sino también a la fabricación de los componentes. China, por ejemplo, manufactura dos tercios de la producción mundial de polisilicio y el 90 % de las obleas de semiconductores que se emplean en los módulos solares (Bordoff y O'Sullivan, 2022). China es el país con el mayor número de patentes renovables (alrededor del 30 % mundial) seguido, a gran distancia, por EE. UU. (18 %), Japón y la UE (14 %) (Tapia, 2020).

Con todo, las restricciones sobre las tecnologías renovables son menores que las que sugieren estos datos: generalmente, los materiales pueden ser sustituidos por otros en los procesos de fabricación (aunque a un coste superior), y se pueden reciclar, al contrario que los combustibles fósiles. En general, las tecnologías viajan más rápido y sufren menos interrupciones que las moléculas de gas o petróleo.

Mayores riesgos de red, menores riesgos de embargos

En diciembre de 2015, la red eléctrica de Ucrania sufrió un ataque exterior, procedente de Rusia, que provocó la interrupción del suministro eléctrico a cerca de un cuarto de millón de ucranianos. En abril de 2022, coincidiendo también con otra intervención militar rusa, la red eléctrica ucraniana fue objeto de un segundo ataque⁷, que esta vez logró detener. Uno de los motivos fue que pocas semanas antes había completado la sincronización de su red con la de Europa continental, reforzando así su seguridad.

El ataque a la red ucraniana evidencia uno de los riesgos asociados a una mayor participación de la electricidad en la matriz energética: su trazado en malla hace a las redes eléctricas más vulnerables a ciberataques, mientras que la distribución de petróleo y otros combustibles fósiles ha sido tradicionalmente más frágil a los

⁶ Critical raw materials (europa.eu).

⁷ <https://www.bbc.com/news/technology-61085480>

embargos, o a las interrupciones físicas en los denominados *chokepoints* (puntos clave como el canal de Suez o el estrecho de Ormuz).

En definitiva, como consecuencia de la transición energética, los riesgos no se reducen, sino que mutan de naturaleza.

Precios más altos, pero menos volátiles

Otra de las consecuencias del mayor peso de la electricidad en los sistemas energéticos es la recomposición de los costes hacia una mayor proporción de costes fijos, en detrimento de los variables. En el precio de un litro de gasolina, la mayor parte de los costes antes de impuestos son variables (alrededor de un 90 %, ya que tanto el precio del crudo, como los costes de refinado y de transporte son en gran medida costes variables). En cambio, en el precio de un MWh producido a partir de una tecnología renovable, la mayor parte de los costes son fijos (también más del 90 %, ya que tanto el coste de inversión, como el de transporte y distribución son básicamente costes fijos). Se trata por tanto de un cambio de calado: prácticamente se invierte por completo la proporción de costes fijos y variables, aunque para ello el diseño de los mercados mayoristas de electricidad debería adaptarse en los próximos años, otorgando menos peso a las tecnologías de costes variables en la fijación de los precios (como parece previsible que suceda).

Por otro lado, al menos en el corto plazo, la sustitución de combustibles fósiles por tecnologías limpias implica mayores costes, más allá de las externalidades medioambientales (aunque los costes se han estrechado de forma muy destacada).

El escenario más previsible, por tanto, es que nos encontremos con precios energéticos más altos, aunque más estables, con las salvedades que haremos más adelante al hilo de los efectos durante la transición.

La importancia de las redes

Tanto la electricidad como el hidrógeno, que analizaremos en más detalle a continuación, presentan unos costes de transporte más elevados que los

combustibles fósiles, ya comentados, y además requieren de inversiones específicas (en líneas de alta tensión, ductos adaptados o mediante la conversión del hidrógeno en amoníaco). Al contrario, para el transporte de combustibles fósiles (sobre todo el carbón y el petróleo, y en menor medida el gas) se utilizan las redes de transporte (marítimo o terrestre) desarrolladas durante décadas (o incluso siglos). Tanto el mayor coste como la especificidad de las inversiones en el transporte de electricidad e hidrógeno, anticipan una mayor importancia estratégica de las inversiones en redes.

3.2. Geopolítica del hidrógeno

Junto con la electricidad, el hidrógeno es un segundo vector llamado a tener un papel destacado en el *mix* energético futuro, en particular en aquellos sectores donde la descarbonización presenta más dificultades, como la industria intensiva (acero o química) o el transporte aéreo y marítimo. Las estimaciones presentan un rango amplio, aunque en promedio se sitúan alrededor del 10 % del consumo de energía final en 2050⁸.

El hidrógeno es uno de los elementos químicos más abundantes en la naturaleza, aunque raramente aparece como elemento aislado. Lo más habitual, en cambio, es encontrarlo como parte de una molécula de agua (H₂O) o también junto al carbono en combustibles fósiles como el metano (CH₄).

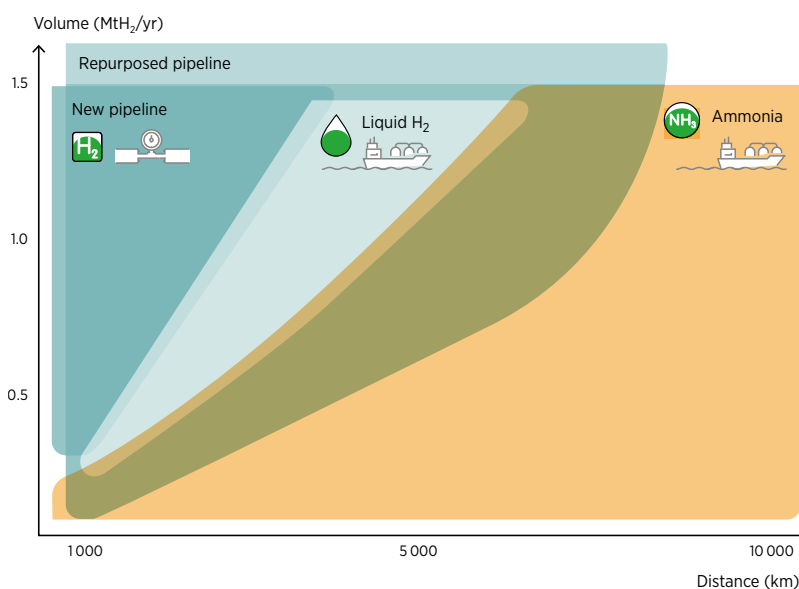
Las propiedades del hidrógeno puro como combustible son conocidas desde hace mucho tiempo. Al quemarlo, genera calor de más de 1.000 °C de temperatura, sin emitir CO₂ ni ningún otro gas de efecto invernadero. Es por ello un combustible perfecto para descarbonizar sectores con una alta demanda de energía, como la industria del acero o la cerámica, y también para el transporte a larga distancia, ya que permite una autonomía de más de 1.000 kilómetros. El hidrógeno, además, se puede comprimir y transportar, licuar y almacenar durante semanas o meses, aportando una alta flexibilidad a los sistemas energéticos.

⁸ El escenario de 1.5 grados de IRENA, por ejemplo, lo sitúa en el 12 %, mientras la AIE lo rebaja al 7 %, incluyendo el amoníaco.

La mayor dificultad del hidrógeno estriba precisamente en generarlo como elemento aislado antes de utilizarlo como combustible: hacerlo es un proceso energéticamente costoso, que puede emitir CO_2 u otros gases de efecto invernadero, de ahí que se diferencie entre hidrógeno “verde” (sin emisiones), del “gris” (a partir de combustibles fósiles), o el “azul” (a partir de combustibles fósiles, pero con sistemas de captura y almacenamiento).

El proceso químico para separar el hidrógeno de la molécula de agua, produciendo así hidrógeno “verde”, se conoce como electrólisis. La electrólisis consiste en separar los elementos de un compuesto por medio de la electricidad. Electrolicadores, de distintas tecnologías, existen desde hace mucho tiempo. El interés creciente por el hidrógeno responde a las dificultades de descarbonización de algunos sectores clave, las perspectivas de reducciones de costes de los electrolicadores o de sus costes operativos –por ejemplo, si los sistemas eléctricos incorporan tecnologías limpias de aprovechamiento masivo, a costes cada vez más reducidos–.

Figura 7



Nota: H₂ = hydrogen gas; km = kilometre. MTH₂/yr = million tonnes of hydrogen per year.

Fuente: IRENA (forthcoming-a).

Los modos de transporte del hidrógeno son parecidos a los del gas: en distancias cortas, la forma más competitiva es a través de ductos; en las medias, su licuefacción y transporte en buques. Dada la baja densidad energética del hidrógeno, para las distancias más largas resulta eficiente su conversión en líquidos más densos (como el amoníaco) previa a su transporte, como se observa en la figura 7 de IRENA (2022).

En el mismo informe, IRENA estima que alrededor de un tercio del hidrógeno verde podría comerciarse entre países en 2050, un porcentaje solo ligeramente superior al del gas natural hoy (24 %).

La empinada curva tecnología del hidrógeno obliga a extremar la cautela en las predicciones: no obstante, a día de hoy, las mejores expectativas existen para la producción de hidrógeno verde y su consumo *in situ* por consumidores industriales. Por tanto, al menos hasta que la evolución tecnológica reduzca los costes de producción y transporte, el hidrógeno será una variable adicional hacia la “nacionalización” de los mercados energéticos. Solo con el tiempo, sus características podrían evolucionar hacia mercados más globales, seguramente más parecidas a las que hoy tiene el GNL que al gas por ductos, debido a las ventajas económicas de licuar el hidrógeno antes de su transporte.

4. EFECTOS TRANSICIONALES

Por razones de espacio, se han abordado en este artículo los efectos geopolíticos de la transición energética sin atender a la transición, cuya importancia es pareja a la envergadura de los cambios previstos, y a su propia duración, que puede extenderse durante varias décadas.

Los riesgos geopolíticos más evidentes durante la transición afectan a aquellos países en los que los combustibles fósiles representan una parte importante del PIB y de los ingresos públicos. El impacto fiscal debe medirse cuidadosamente: además de una fuente importante de ingresos fiscales, tanto la producción como el consumo de combustibles fósiles reciben también cuantiosos subsidios en muchos países⁹. Con todo, el efecto neto puede ser muy gravoso en algunos países, con

9 Véase, por ejemplo, Fossil Fuel Subsidies (imf.org).

caídas de los ingresos fiscales superiores al 50 % en varios casos¹⁰. Hay escenarios incluso peores: por ejemplo, si los países desarrollados avanzan rápidamente y reducen el consumo de combustibles fósiles, pero al mismo tiempo los precios se mantienen en niveles elevados (debido a una caída más pronunciada de la oferta), lo que obliga a mantener los generosos subsidios en los países “petroleros”. La lista de países en riesgo es muy extensa: de cómo gestionen la transición países con sistemas institucionales tan dispares como Arabia Saudí, Nigeria, Angola, Irán, Rusia o México, dependen muchos de los riesgos geopolíticos de los próximos años.

Ya hemos mencionado la previsible transición de los *petroestados* a los *electroestados*, aunque matizada por la menor dimensión internacional de los sistemas eléctricos. Con todo, los caminos pueden llegar a ser muy sinuosos: como se ha señalado (Farchy y Blas, 2021), en la República del Congo se extrajo el uranio que se utilizó en la bomba de Hiroshima y también el cobre empleado después en la reconstrucción de Japón; el mismo país tiene también importantes reservas de cobalto, que se utiliza en las baterías de los coches eléctricos, y tántalo, en los dispositivos móviles.

Uno de los elementos menos intuitivos de la transición energética es que los efectos geopolíticos durante la transición pueden ser completamente opuestos a los escenarios finales. Si la oferta cae más rápidamente que la demanda de ***combustibles fósiles, como ha ocurrido en los últimos años, el precio de los mismos*** podría dispararse de forma temporal; igualmente, si las empresas occidentales reducen sus actividades “fósiles” (por razones medioambientales y sociales, o por presiones de sus accionistas), la cuota de mercado de los países OPEP+ (incluyendo a Rusia) podría aumentar desde el actual 45 al 57 % en 2040. Como el “rebote del gato muerto” de los mercados financieros, la influencia geopolítica de los países “petroleros” puede incrementarse súbitamente antes de desaparecer por completo.

5. CONCLUSIONES

Los efectos geopolíticos de la transición energética se presentan frecuentemente de una forma unidimensional, como si los riesgos solo pudiesen aumentar o

¹⁰ <https://carbontracker.org/reports/petrostates-energy-transition-report/>

disminuir, y no mutar de naturaleza. Se mimetiza así, en cierto modo, la vieja discusión en política exterior entre las posiciones idealistas¹¹ y realistas: los primeros defienden, con un exceso de complacencia, que la sustitución de fuentes fósiles por fuentes renovables se traducirá automáticamente en una disminución global del riesgo, gracias a la mayor cooperación internacional y la desaparición de una cultura “extractiva” o de competencia por unos recursos escasos. Los segundos, por su parte, pasan por alto que el mapa geopolítico puede cambiar rápidamente al evolucionar los sistemas energéticos. Hemos visto, por ejemplo, cómo el mapa geopolítico cambió sustancialmente tras las crisis del petróleo en los setenta, pero no porque el petróleo fuese sustituido por otro combustible, sino simplemente porque el petróleo mutó su naturaleza económica. Con más motivo, cambios mucho más destacados en los sistemas energéticos pueden acarrear importantes reconfiguraciones geopolíticas.

En este artículo hemos analizado los cambios asociados a una mayor participación de la electricidad y el hidrógeno en las matrices energéticas: en ciertos aspectos (la mayor dimensión nacional, la menor volatilidad de precios y la importancia de las redes), los efectos geopolíticos serán semejantes al transporte de gas natural por gasoductos: anclaje geopolítico entre países vecinos, con relaciones estables y duraderas. La mayor importancia de las tecnologías, en detrimento de los combustibles, reducirá los riesgos agregados, aunque por otro la mayor vulnerabilidad en red actuará en la dirección contraria.

La transformación de los sistemas energéticos como consecuencia de la necesaria descarbonización de las economías tendrá importantes consecuencias geopolíticas. Como en toda gran transformación histórica, habrá ganadores y perdedores; los riesgos mutarán de naturaleza, pero no desaparecerán. Si la historia sirve de enseñanza, podría decirse que el poder geopolítico, como la energía, ni se crea ni se destruye: simplemente se transforma.

REFERENCIAS

BORDOFF, J. y O’SULLIVAN, M. L. (2022). Green Upheaval. The New Geopolitics of Energy. *Foreign Affairs*, January/February. <https://www.foreignaffairs.com/articles/world/2021-11-30/geopolitics-energy-green-upheaval>

11 Un ejemplo sería Erickson y Collins (2021).

BROWN, A. (2014). *The myth of the strong leader*.

DESANTIS, D., JAMES, B. D., HOUCHINS, C., SAUR, G. y LYUBOVSKY, M. (2021). Cost of long-distance energy transmission by different carriers. *iScience*, Volume 24, Issue 12. 103495. ISSN 2589-0042. <https://doi.org/10.1016/j.isci.2021.103495>

EC (2020). *2050 Long Term Strategy*. <https://www.eea.europa.eu/policy-documents/ec-2020-2050-long-term-strategy>

ERICKSON, A. y COLLINS, G. (2021). Competition With China Can Save the Planet. Pressure, Not Partnership, Will Spur Progress on Climate Change. | *Foreign Affairs*, May-June. <https://www.foreignaffairs.com/articles/united-states/2021-04-13/competition-china-can-save-planet>

FARCHY, J. y BLAS, J. (2021). *The World for Sale: Money, Power, and the Traders Who Barter the Earth's Resources*.

IEA (2021). *Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector*. <https://www.iea.org/events/net-zero-by-2050-a-roadmap-for-the-global-energy-system>

IEA (2021). *World Energy Outlook 2021*. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/4ed140c1-c3f3-4fd9-acae-789a4e14a23c/WorldEnergyOutlook2021.pdf>

IRENA (2022). *Geopolitics of the Energy Transformation. The Hydrogen Factor*. <https://www.irena.org/publications/2022/Jan/Geopolitics-of-the-Energy-Transformation-Hydrogen>

MARX, C. (1852). *Dieciocho Brumario de Luis Bonaparte*.

SAADI, F. H., LEWIS, N. S. y MCFARLAND, E. W. (2018). Relative costs of transporting electrical and chemical energy. *Energy & Environmental Science*, 3.

TAPIA RAMÍREZ, I. (2017). La política energética de los EE. UU. y sus implicaciones geoestratégicas. En: *Energía y Geoestrategia 2017*. Madrid: Ministerio de Defensa. https://publicaciones.defensa.gob.es/media/downloadable/files/links/e/n/energ_a_y_geoestrategia_2017.pdf

TAPIA RAMÍREZ, I. (2020). La rivalidad estratégica entre China y EE. UU. en el área de la energía. En: *Energía y Geoestrategia 2020*, pp. 39-104. Madrid: Ministerio de Defensa. file:///C:/Users/fu0026/Downloads/Dialnet-LaRivalidadEstrategicaEntreChinaYEEUUEnElAreaDeLaE-7586550.pdf

La nueva geopolítica de la energía*

Jason Bordoff** y Meghan L. O'Sullivan***

Resumen

Este artículo revisa los principales elementos geopolíticos de la transición energética a nivel global, deteniéndose en particular en el papel de los petroestados, el control de las tecnologías, y sus consecuencias en la globalización y la convergencia global. Los autores concluyen que la transición energética no necesariamente supondrá una mejora en la situación geopolítica internacional. Pero sí supondrá una transformación sustancial, compleja, y que podrá derivar en nuevas formas de confrontación. Es imprescindible por tanto prestar atención a los riesgos de corto plazo, la volatilidad de los combustibles fósiles durante la transición, y la concentración de su producción a lo largo de la misma. A largo plazo, los ganadores de la transición serán aquellos países innovadores, capaces de fijar estándares tecnológicos, y con acceso a la financiación competitiva.

Palabras clave: transición energética, petroestados, elementos geopolíticos.

No es complicado entender por qué la gente sueña con un futuro protagonizado por las energías limpias. A medida que las emisiones de gases de efecto invernadero continúan aumentando y los fenómenos meteorológicos extremos se hacen más frecuentes y devastadores, los esfuerzos actuales para abandonar los combustibles fósiles parecen aún muy insuficientes. Para aumentar la frustración, la geopolítica del petróleo y el gas sigue viva y más tensa que nunca. Europa se encuentra inmersa en una verdadera crisis energética, en la que el aumento de los precios de la electricidad fuerza a empresas de todo el continente a echar el cierre y lleva a las energéticas a la bancarrota, en un entorno en el que el presidente ruso Vladimir Putin goza de ventaja gracias a estas dificultades a las que se enfrentan sus países vecinos, aprovechando las reservas de gas natural rusas. Al parecer, en septiembre, los apagones llevaron al viceprimer ministro chino Han Zheng

* Este artículo se publicó originalmente en el número de enero/febrero de 2022 de la revista *Foreign Affairs* y en *ForeignAffairs.com*. © 2021 Council on Foreign Relations, editor de *Foreign Affairs*. Todos los derechos reservados. Distribuido por *Tribune Content Agency, LLC*.

** Decano de la Columbia Climate School y director del Center on Global Energy Policy de la School of International and Public Affairs de la Universidad de Columbia.

*** Profesora Jeane Kirkpatrick de Práctica de Asuntos Internacionales en la Harvard Kennedy School.

a ordenar a las energéticas nacionales a garantizar el suministro para el invierno a cualquier coste. Y, a medida que los precios del crudo se incrementan y superan los 80 dólares por barril, Estados Unidos y otros países con grandes demandas energéticas suplican a los principales productores, Arabia Saudí inclusive, que incrementen la producción, concediendo de este modo mayor peso a Riad en una nueva relación tensa y dejan entrever los límites de la “independencia” energética de Washington.

Los defensores de las energías limpias esperan (en ocasiones, prometen) que, además de mitigar el cambio climático, la transición energética contribuirá a dejar atrás las tensiones originadas por los recursos energéticos. Es cierto que las energías limpias transformarán la geopolítica, aunque no necesariamente de la forma que sus defensores esperan. La transición reconfigurará muchos de los elementos de la política internacional que han dado forma al sistema internacional desde, al menos, la Segunda Guerra Mundial, lo que repercutirá de manera significativa en las fuentes de poder nacional, el proceso de globalización, las relaciones entre las grandes potencias y la convergencia económica de los países desarrollados y los países en vías de desarrollo. El proceso será, cuando menos, complicado. Y, lejos de contribuir a la armonía y a la cooperación, es muy probable que produzca nuevas formas de competencia y confrontación hasta que se defina una nueva geopolítica más excelente.

Hablar de una transición paulatina hacia las energías limpias resulta poco realista: no es posible que podamos evitar grandes revueltas y rehacer por completo el sistema energético, que constituye el elemento central de la economía internacional y sustenta el orden geopolítico. Por otro lado, la sabiduría convencional sobre quién ganará y quién perderá suele errar. Los denominados “petroestados”, por ejemplo, pueden disfrutar de festines antes de sufrir hambrunas, porque es muy probable que la dependencia de los principales proveedores de combustibles fósiles, como Rusia y Arabia Saudí, aumente antes de disminuir. Y las regiones más pobres del mundo precisarán ingentes cantidades de energía (más que en el pasado) para prosperar, incluso mientras se ven obligadas a hacer frente a las peores consecuencias del cambio climático. Mientras tanto, las energías limpias se alzarán como una nueva fuente de poder nacional y presentarán nuevos riesgos e incertidumbres.

Pero estos no son motivos para ralentizar o abandonar la transición energética. Por el contrario, los países de todo el mundo deben incrementar sus esfuerzos para hacer frente al cambio climático. Estamos ante argumentos que instan a los legisladores a ver más allá de los retos que plantea el propio cambio climático y tener en cuenta los riesgos y peligros que se originarían en caso de que la transición hacia las energías limpias fuese abrupta. Más importantes ahora mismo que las implicaciones geopolíticas a largo plazo de un lejano mundo con cero emisiones, son los peligros a corto plazo, a veces contradictorios, que se presentarán en las próximas décadas, cuando la nueva geopolítica de las energías limpias se combine con la vieja geopolítica del petróleo y el gas. Una estimación incorrecta de las consecuencias imprevistas de los diferentes esfuerzos por alcanzar las cero emisiones no solo repercutiría en la seguridad y en la economía, sino que comprometería a la propia transición energética. Si la población creyera que los ambiciosos planes para abordar el cambio climático ponen en peligro la fiabilidad o asequibilidad energética o la seguridad del suministro energético, la transición se ralentizaría. En última instancia, los combustibles fósiles podrían desaparecer. La política y la geopolítica de la energía no lo harían.

1. *PETROESTADOS PERPETUOS*

En la Primera Guerra Mundial el petróleo se convirtió en un bien estratégico. En 1918, el estadista británico Lord Curzon afirmó que el bloque Aliado había cabalgado hacia la victoria “sobre una gran ola de petróleo”. A partir de entonces, la seguridad británica pasó a depender cada vez más del petróleo persa que del carbón de Newcastle, a medida que la energía se convertía en una fuente de poder nacional y su ausencia, en una vulnerabilidad estratégica. En el siglo siguiente, los países bendecidos con reservas de petróleo y gas desarrollaron sus sociedades y esgrimieron un poder excepcional en el sistema internacional, mientras que los países demandantes de petróleo ralentizaron su producción e hicieron encaje de bolillos en política exterior para garantizarse el acceso al petróleo.

Un distanciamiento del petróleo y del gas supondría toda una nueva configuración del mundo tal como lo conocemos. Los debates sobre la forma de un futuro de energías limpias suelen pasar por alto algunos detalles importantes. Por una

parte, incluso si alcanzásemos las cero emisiones netas, sería difícil que ese fuera el final de los **combustibles fósiles**. Un informe histórico publicado en 2021 por la Agencia Internacional de la Energía (AIE) preveía que si el mundo alcanzaba el nivel cero en 2050, como ha advertido el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático de las Naciones Unidas que es necesario para evitar el aumento de la temperatura media mundial en más de 1,5 grados centígrados por encima de los niveles preindustriales y, por lo tanto, prevenir los peores efectos del cambio climático, seguiría utilizando casi la mitad de gas natural que en la actualidad y una cuarta parte de petróleo. Un análisis reciente de un equipo de investigadores de la Universidad de Princeton apuntó asimismo a que, en el supuesto de que Estados Unidos alcanzase las cero emisiones netas en 2050, aún seguiría utilizando entre una cuarta parte y la mitad de gas y petróleo que en la actualidad. Eso sería una enorme reducción. Sin embargo, los productores de petróleo y gas seguirían disfrutando durante décadas de sus tesoros geológicos.

Los proveedores tradicionales se beneficiarían de la volatilidad de los precios de los combustibles fósiles, lo que inevitablemente conduciría a una transición energética dura. La combinación de la presión ejercida sobre los inversores para que abandonen los combustibles fósiles y la incertidumbre sobre el futuro del petróleo ya está suscitando la preocupación de que los niveles de inversión puedan caer en picado en los próximos años, lo que llevaría a que la oferta de petróleo disminuyera más rápido de lo que lo hace la demanda, o a que disminuyera, aunque la demanda siguiera aumentando, como está ocurriendo actualmente. Este resultado produciría una escasez periódica y, por tanto, unos precios del petróleo más altos y volátiles. Esta situación aumentaría el poder de los “petroestados” al incrementar sus ingresos y dar más peso a la OPEP, cuyos miembros, entre los que se encuentra Arabia Saudí, controlan la mayor parte de la capacidad sobrante del mundo y pueden aumentar o reducir la producción mundial de petróleo en poco tiempo.

Además, la transición a las energías limpias acabará traduciéndose en un aumento de la influencia de algunos exportadores de petróleo y gas al concentrar la producción mundial en menos manos. Con el tiempo, la demanda de petróleo **disminuirá considerablemente**, pero seguirá siendo importante durante las próximas décadas. Muchos productores de alto coste, como los de Canadá y el

territorio ruso del Ártico, podrían quedar fuera del mercado al caer la demanda (y, probablemente, el precio del petróleo). Otros países productores de petróleo que pretenden ser líderes en materia de cambio climático, como Noruega, Reino Unido y Estados Unidos, podrían limitar en el futuro su producción nacional en respuesta a la creciente presión pública y para acelerar la transición hacia el abandono de los combustibles fósiles. En consecuencia, podrían aumentar las cuotas de mercado de productores de petróleo como los Estados del Golfo, que disponen de un petróleo muy barato y con bajas emisiones de carbono, dependen menos de las instituciones financieras que ahora se alejan del petróleo y se verán poco presionados para limitar la producción. El hecho de suministrar más o casi todo el petróleo que se consume en el mundo les conferiría una enorme influencia geopolítica, al menos hasta que el consumo de petróleo disminuya de forma más acusada. Otros países cuyas industrias petrolíferas podrían perdurar son aquellos cuyos recursos pueden ponerse en marcha rápidamente, como Argentina y Estados Unidos, que cuentan con grandes depósitos de petróleo de esquisto, y que, por tanto, pueden atraer a inversores que buscan periodos de amortización más rápidos y pueden rehuir las inversiones petrolíferas de ciclo más largo, dada la incertidumbre sobre las perspectivas del petróleo a largo plazo.

Y en los mercados de gas natural asistiremos a una versión incluso más intensa de esta dinámica. A medida que se empieza a utilizar menos gas natural, se incrementarán las cuotas de mercado del menor número de actores que pueden producirlo de forma barata y limpia, en especial si aquellos países que toman medidas más estrictas en materia climática decidieran reducir su producción. En el caso de Europa, esto implicaría una menor dependencia del gas ruso, especialmente con la llegada del gasoducto Nord Stream 2 que conectará Rusia con Alemania. Los llamamientos actuales realizados por los legisladores europeos para que Rusia aumente su producción de gas para evitar una crisis energética este invierno son un recordatorio de que la importancia de Moscú para la seguridad energética de Europa aumentará antes de disminuir.

1.1. El poder de la energía

Para entender la geopolítica de un mundo que trata de abandonar los combustibles fósiles, resulta esencial determinar cuáles son los elementos de una superpotencia de energía limpia que realmente **influirán en la geopolítica**. En este punto, una

vez más la realidad se aleja del sentido común y el proceso de transición será muy diferente del estado final. A largo plazo, la innovación y el capital barato determinarán quién sale victorioso de la revolución de las energías limpias. Aquellos países que posean ambos atributos dominarán en al menos cuatro formas.

Una fuente de dominación será la capacidad de establecer estándares de energía limpia, mucho más sutil que el poder geopolítico procedente de los recursos del petróleo, pero igual de duradera. A nivel internacional, todo aquel país o compañía que establezca especificaciones para equipos o normas de colaboración gozará de ventaja competitiva frente al resto. Por ejemplo, Australia, Chile, Japón y Arabia Saudí han adoptado un papel pionero en el comercio de hidrógeno bajo en carbono y amoníaco en la esfera internacional y, en consecuencia, podrán establecer estándares de infraestructura y normas de certificación para dichas fuentes de combustible, dando ventaja a sus tecnologías y equipos favoritos. En el caso de tecnologías que implican grandes cantidades de datos, tales como herramientas digitales para optimizar las redes eléctricas o para gestionar la demanda de los consumidores, quien defina los estándares no solo podrá exportar sistemas internos compatibles, sino que también podrá extraer sus datos.

El establecimiento de estándares tendrá una importancia especial en relación con la energía nuclear. La AIE estima que será necesario duplicar la generación internacional de energía nuclear hasta 2050 para poder alcanzar el objetivo de cero emisiones netas. En 2018, de los 72 reactores nucleares planificados o en construcción fuera de las fronteras de Rusia, más del 50 % estaban siendo construidos por empresas rusas y alrededor del 20 %, por chinas; menos del 2 % eran de construcción estadounidense. Esto permitirá a Moscú y Pekín tener cada vez mayor influencia en las normas relativas a la proliferación nuclear e imponer nuevos estándares de funcionamiento y seguridad diseñados para conceder a sus empresas una ventaja duradera en un sector que tendrá que crecer a medida que se desarrolle la transición energética.

Una segunda fuente de dominio en un mundo de energía limpia será el control de la cadena de suministro de minerales como el cobalto, el cobre, el litio, el níquel y las tierras raras, que son fundamentales para diversas tecnologías de energía

limpia, como las turbinas eólicas y los vehículos eléctricos. Aquí, la analogía con la energía del petróleo se mantiene, hasta cierto punto. Según la AIE, si el mundo comienza a avanzar de forma apresurada hacia una combinación de energías más sostenibles, la demanda de estas sustancias superará con creces la disponibilidad actual; según las estimaciones de la agencia, un mundo en vías de alcanzar las emisiones netas cero en 2050 necesitará en 2040 una cantidad seis veces superior a la actual. Mientras tanto, el comercio mundial de minerales críticos se disparará, pasando de un 10 % del comercio relacionado con la energía a aproximadamente un 50 % en 2050. Así pues, a lo largo de la transición, el pequeño número de países que suministran la gran mayoría de los minerales críticos gozará de una nueva influencia. En la actualidad, un solo país representa más de la mitad del suministro mundial de cobalto (la República Democrática del Congo o RDC), la mitad del suministro de litio (Australia) y la mitad del suministro de tierras raras (China). En cambio, los tres mayores productores de petróleo del mundo (Arabia Saudí, Rusia y Estados Unidos) representan cada uno solo el 10 % de la producción mundial de petróleo. Mientras que los países más pequeños y pobres, como la RDC, pueden dudar en utilizar su fuerza mineral para ejercer presión sobre los países más poderosos, China ya ha demostrado su voluntad de hacerlo. El embargo de China a la exportación de minerales críticos a Japón en 2010, en el contexto de las crecientes tensiones en el Mar de China Oriental, podría ser una señal de lo que está por venir.

El control de China sobre los insumos de muchas tecnologías de energía limpia no se limita a su destreza minera; tiene un papel aún más dominante en el procesamiento y refinado de minerales críticos. Al menos durante la próxima década, estas realidades concederán a China **poder geopolítico** y económico real y aparente. A largo plazo, esta influencia se disipará. Las subidas del precio del petróleo de los años 70 llevaron a nuevos actores a buscar nuevas fuentes de petróleo; la mera perspectiva de la manipulación política de los minerales escasos está produciendo el mismo fenómeno. Además, esos minerales pueden reciclarse y también se materializarán sustitutos para ellos.

El tercer elemento del dominio de las energías limpias será la capacidad de fabricar a bajo coste los componentes de las nuevas tecnologías. Sin embargo, esto no conferirá las mismas ventajas que la posesión de recursos de petróleo o

gas. China, por ejemplo, fabrica dos tercios del silicio policristalino mundial y el 90 % de las “oblas” semiconductoras utilizadas para fabricar células solares. Si retirara estos artículos de las cadenas de suministro mundiales de manera repentina, China podría crear importantes cuellos de botella. Pero los insumos para los productos de energía limpia que producen o almacenan energía no son lo mismo que la energía misma. Si China restringiera las exportaciones de paneles solares o baterías, no se apagarían las luces. China no podría paralizar las economías de la noche a la mañana ni poner en riesgo el bienestar y la seguridad de los ciudadanos, como hizo Rusia cuando restringió las exportaciones de gas natural a Europa durante los gélidos inviernos de 2006 y 2009.

Sin duda, las acciones de China crearían trastornos, dislocaciones e inflación similares a los efectos de los retrasos en las exportaciones de chips informáticos durante el año 2021. Esta agitación podría paralizar la transición energética si animara a los consumidores a volver a los vehículos de gasolina o a cancelar los planes de instalación de paneles solares en los tejados. Pero incluso si China adoptara esa táctica, con el tiempo los mercados responderían y otros países y empresas generarían sus propios productos o suministros sustitutos, algo que es mucho más difícil de hacer con un recurso natural disponible solo en determinados lugares, como sucede en el caso del petróleo.

Una última forma en la que un país podría convertirse en una superpotencia de energía limpia es a través de la producción y exportación de combustibles bajos en carbono. Estos combustibles, en especial el hidrógeno y el amoníaco, serán fundamentales para la transición a un mundo con cero emisiones netas, dado su papel potencial en la descarbonización de sectores difíciles de electrificar, como la producción de acero; en el suministro de combustible a camiones, barcos y otros vehículos pesados; y en el equilibrio de las redes suministradas principalmente por fuentes de energía renovables que pueden experimentar interrupciones intermitentes. El escenario “neto cero para 2050” de la AIE prevé que el comercio de hidrógeno y amoníaco pase de ser casi inexistente en la actualidad a representar más de un tercio de todas las transacciones relacionadas con la energía. Con el tiempo, se prevé que el suministro de hidrógeno consista sobre todo en hidrógeno verde producido en lugares con energía renovable abundante y de bajo coste, como Chile y los países del Golfo, que disponen de grandes cantidades de energía

solar barata. De este modo, algunos de los “petroestados” amenazados por el abandono de los combustibles fósiles podrían transformarse en “electroestados”.

Si finalmente se desarrolla un mercado bien abastecido y diversificado para el hidrógeno y el amoníaco, un vacío en un lugar puede compensarse con el suministro de otro, al igual que ocurre con el petróleo en la actualidad. Esto limitará la influencia geopolítica de los proveedores dominantes. Sin embargo, a corto y medio plazo, la evolución de la producción y el comercio de los combustibles bajos en carbono creará tensiones y riesgos geopolíticos. Al igual que ocurrió con el incipiente mercado mundial del gas natural licuado hace décadas, el suministro de combustibles bajos en carbono estará dominado al principio por un pequeño número de productores. En consecuencia, si un país como Japón apuesta por el hidrógeno y el amoníaco y depende en gran medida de uno o dos países para su suministro de combustible, puede enfrentarse a riesgos de seguridad energética desmesurados.

Los proveedores dominantes de combustibles bajos en carbono también evolucionarán con el tiempo. Según la AIE, antes de que el hidrógeno verde (o el amoníaco, que es más fácil de transportar y puede volver a convertirse en hidrógeno) se convierta en el dominante, es probable que prevalezca el hidrógeno «azul». El hidrógeno azul se fabrica a partir de gas natural con tecnología de captura de carbono para reducir las emisiones. Los países con gas barato y buena capacidad de almacenamiento de dióxido de carbono, como Catar y Estados Unidos, pueden convertirse en los principales exportadores de hidrógeno azul o amoníaco. Para los países que carecen de gas natural, pero tienen la capacidad de almacenar dióxido de carbono en el subsuelo, la forma más barata de obtener hidrógeno, que es difícil de transportar a largas distancias, puede ser importar gas natural y luego convertirlo en hidrógeno cerca de donde se va a utilizar, presentando así algunos de los mismos riesgos y dependencias que presenta el gas natural en la actualidad. Y la peor parte será para los países que carecen tanto de gas como de capacidad de almacenamiento, como Corea del Sur, y que tendrán que importar hidrógeno azul, hidrógeno verde y amoníaco; estos países seguirán siendo vulnerables hasta que se desarrolle un mercado mucho más amplio y diversificado para el hidrógeno y el amoníaco.

1.2. Más verdes, pero menos globales

Una economía global neta cero requerirá grandes cadenas de suministro de componentes energéticos limpios y productos manufacturados, comercio de combustibles bajos en carbono y minerales críticos, y un comercio continuado (aunque mucho menor que el actual) de petróleo y gas. A primera vista, pues, un mundo descarbonizado podría parecer más globalizado que el actual, dependiente de los combustibles fósiles. Pero llegar a ese escenario neto cero generará tres fuerzas que empujarán contra la globalización.

En primer lugar, un mundo descarbonizado dependerá más de la electricidad, y un mundo más dependiente de la electricidad verá menos comercio global de energía. La AIE ha proyectado que, en un mundo con cero emisiones netas en 2050, el comercio total relacionado con la energía será solo el 38 % de lo que sería si el mundo se mantuviera en su trayectoria actual. La forma más barata y sencilla de descarbonizar varios sectores de la economía, como los coches que funcionan con productos petrolíferos o la calefacción generada por la quema de gas natural, suele ser electrificarlos y garantizar que la electricidad se genere a partir de fuentes de carbono cero. Por esta razón, el consumo total de electricidad en Estados Unidos será probablemente entre dos y cuatro veces mayor en una economía totalmente descarbonizada que en la actualidad, según investigadores de Princeton. Y en comparación con el petróleo y el gas, es mucho más probable que la electricidad descarbonizada se produzca a nivel local o regional; menos del 3 % de la electricidad mundial se comercializó a través de las fronteras en 2018, en comparación con dos tercios del suministro mundial de petróleo en 2014. Esto se debe a que la electricidad es más difícil y más cara de transportar a través de largas distancias, a pesar de la evolución de la tecnología de transmisión de alto voltaje y corriente continua. La dependencia de la electricidad importada también crea más problemas de seguridad energética para un país que, por ejemplo, la dependencia del petróleo importado, ya que la electricidad es mucho más difícil de almacenar en caso de interrupción del suministro o de importar de otras fuentes.

La presión adicional contra la globalización vendrá del hecho de que la energía limpia ya está contribuyendo a la tendencia al proteccionismo. Los países de

todo el mundo están erigiendo barreras a los insumos de energía limpia baratos procedentes del extranjero, temiendo la dependencia de otros países y tratando de construir industrias generadoras de empleo dentro de sus propias fronteras. Un ejemplo destacado de ello son los derechos de aduana y los aranceles que la India está imponiendo a los paneles solares chinos para alimentar su propia industria solar nacional. En una línea similar, el Congreso de Estados Unidos está considerando un crédito fiscal que favorecería a las empresas que fabrican vehículos eléctricos en Estados Unidos con mano de obra sindicalizada. Por el contrario, se han estancado los esfuerzos internacionales para eliminar los obstáculos al comercio de bienes medioambientales, como las turbinas eólicas y los paneles solares.

Por último, los países que dan pasos firmes hacia la descarbonización pueden tratar de obligar a otros a seguir su ejemplo a través de la política económica, lo que a su vez podría conducir a la fragmentación mundial. Por ejemplo, los responsables políticos de la UE tienen la intención de instituir mecanismos de ajuste en frontera relacionados con las emisiones de gases de efecto invernadero para 2023. En virtud de esta política, los productos importados de países que no cumplan las normas climáticas de la UE estarán sujetos a tasas similares a las de los aranceles, destinadas a igualar el precio de los productos en función de su contenido de carbono. De este modo, el acero “verde” fabricado en Europa, por ejemplo, no estará en desventaja en el mercado europeo con respecto al acero “sucio” importado. Sin embargo, con el tiempo, los aranceles destinados a nivelar el terreno de juego podrían transformarse en aranceles destinados a presionar a los países considerados demasiado lentos en la descarbonización para que apliquen políticas climáticas más estrictas. Y aunque la idea de utilizar sanciones para obligar a una descarbonización más rápida puede parecer exagerada ahora, en un mundo en el que los emisores de carbono se consideran cada vez más una amenaza para la paz y la seguridad internacionales, las sanciones podrían convertirse en una herramienta habitual para obligar a los rezagados a actuar.

1.3. Vencedores y vencidos

El avance hacia una economía global neta cero precisará un nivel de cooperación global sin precedentes, pero también conllevará conflictos en el proceso y en

última instancia nos dejará vencedores y vencidos. Algunas grandes potencias como China y Estados Unidos se encuentran **bien posicionadas** para beneficiarse de la transición. Sin embargo, parece más probable que otras, como Rusia, acaben inmersas en una peor situación. Estos caminos divergentes, por supuesto, causan cambios en las relaciones de las grandes potencias entre sí.

La relación entre Pekín y Washington es más tirante en la actualidad de lo que ha sido en décadas. Hasta el momento, la cooperación entre las dos potencias en lo relativo al cambio climático ha sido mínima, a pesar del acuerdo en el último momento de trabajar de forma conjunta sobre el asunto que alcanzaron en la reunión de la COP26 (26º encuentro de la Conferencia de las Partes) que tuvo lugar en Glasgow el pasado otoño. Si los últimos acontecimientos –como la ausencia del presidente chino Xi Jinping en persona en la reunión de Glasgow, la deslucida revisión por parte de China de sus objetivos climáticos o la relajación de la política del carbón de Beijing a la vista de la reciente escasez de gas– se pueden considerar indicativos de una tendencia, el enfrentamiento entre China y Estados Unidos sobre el cambio climático podría ir en aumento, en cuyo caso, podría debilitar la voluntad política de otros países de apostar fuerte por líneas de actuación contra el cambio climático.

Parece probable que la transición hacia las energías limpias todavía se convierta en otro ámbito en el que dos países compiten con fiereza en materia de tecnología, talento, suministros, mercados y normativa. Esta competición podrá acelerar el ritmo de implantación de las energías limpias, aunque también alimentará tensiones entre las dos grandes potencias. China irá demostrando cada vez más poder, aprovechando su posición dominante respecto a la producción de energías limpias y su control de minerales críticos. Con el progreso de la transición, la influencia de China, sin embargo, podría verse afectada a medida que emerjan nuevas tecnologías en otros lugares, se produzcan cambios en las cadenas de suministro y se usen materiales más abundantes en la producción de energías limpias.

Otra relación entre grandes potencias que la transición energética podría transformar es la que mantienen Estados Unidos y sus aliados europeos. En un momento en el que las relaciones transatlánticas necesitan una mejora y un

rejuvenecimiento, la política climática podría actuar como un potente agente de acercamiento. Washington y sus socios europeos podrían finalmente usar su poder económico y diplomático conjunto para estimular la descarbonización en el plano global; podrían crear un “club climático” de países comprometidos con las emisiones netas cero que impondrían aranceles en las importaciones de países no pertenecientes a dicho “club”, como defendía el Premio Nobel de Economía, William Nordhaus, en 2020. También podrían poner en práctica mecanismos conjuntos para descarbonizar las industrias con un mayor consumo de energía, como el acero, el cemento y el aluminio, e incluso conseguir que la OTAN asuma el objetivo de abordar catástrofes climáticas medioambientales y de seguridad.

Aun así, a corto plazo, el camino hacia un escenario neto cero no estará exento de asperezas para las relaciones entre Estados Unidos y Europa. La enrevesada política climática de Washington requiere enfoques políticos tortuosos, como intentar una reconciliación presupuestaria parlamentaria para superar la oposición del Partido Republicano a las estrictas normas de emisiones e impuestos sobre el carbono y al apoyo únicamente en zanahorias (como subvenciones) en lugar de en palos para cambiar el comportamiento del consumidor y de las empresas. Esto supondrá un obstáculo para la armonía entre las políticas de un lado y otro del Atlántico y ocasionará el riesgo de exacerbar las tensiones comerciales en un escenario en el que Europa aboga por medidas como aranceles sobre el carbón.

Por último, la transición energética producirá cambios de forma inevitable sobre las relaciones de Rusia con otras grandes potencias. La gran dependencia de Rusia de las exportaciones de petróleo y gas provocará, en el largo plazo, que la transición hacia las energías limpias suponga riesgos significativos para su economía y su influencia. En la complicada transición, sin embargo, la posición de Rusia frente a Estados Unidos y Europa podría fortalecerse antes de debilitarse. A medida que crezca la dependencia de los países europeos del gas ruso en los próximos años en un contexto en el que la volatilidad del mercado del petróleo va en aumento, tanto Estados Unidos como Europa tendrán que confiar en que Rusia mantenga los precios bajo control por medio de su colaboración con Arabia Saudí como líderes de la alianza OPEP+, formada por los países de la OPEP y otros diez líderes mundiales de la exportación de petróleo.

Mientras tanto, el sumamente desdeñoso enfoque de Rusia hacia el cambio climático se manifestará en una fuente de tensiones en aumento en las relaciones con Washington y Bruselas, a pesar de que el discurso reciente de Putin ha mostrado una orientación más concienciada con el cambio climático. En un mundo descarbonizado, que tiende cada vez más a la electrificación y a la interconexión digital a través del Internet de las cosas, podría resultar difícil para Rusia resistir la tentación de dirigir ciberataques hacia la infraestructura energética, como hicieron cuando tumbaron la red eléctrica ucraniana en 2015 y 2016. Además, con la reducción por parte de los consumidores de energía tradicionales de occidente del uso de combustibles fósiles, Rusia centrará la descarga de suministros cada vez más en el mercado chino, fomentando el alineamiento geopolítico entre Moscú y Pekín.

2. DESDE LA CONVERGENCIA HASTA LA DIVERGENCIA

En los últimos 30 años, las tasas de crecimiento en los países en desarrollo han superado, en términos generales, las de los países desarrollados, favoreciendo una convergencia económica gradual entre un grupo de países y el otro. A largo plazo, las previsiones apuntan a que la transición hacia energías limpias fortalecerá esa tendencia. A pesar de que un escenario neto cero todavía albergará retos, también conllevará mucho menos sufrimiento para los países en desarrollo que un escenario de cambio climático descontrolado. Por otro lado, muchos países en desarrollo cuentan con recursos de energías limpias abundantes y a bajo coste, como energía solar, que podrán aprovechar a nivel nacional o exportar en forma de electricidad o de combustibles. Buena parte de ellos también goza de formas de relieve excelentes para el almacenamiento del dióxido de carbono que habrá que retirar de la atmósfera (según apuntan algunas estimaciones, un quinto de la reducción de dióxido de carbono necesaria para alcanzar las emisiones netas cero vendrá de la retirada de dióxido de carbono).

No obstante, el dificultoso camino hacia la descarbonización, también acarrea riesgos importantes para los países en desarrollo. La brecha entre los países desarrollados y los países en desarrollo se manifestó plenamente en la conferencia climática de Glasgow. Los países de ingresos más bajos hacían hincapié al pedir

que los estados industrializados pagasen por el impacto causado por sus emisiones de gases de efecto invernadero a lo largo de la historia. El cambio climático es la consecuencia de la acumulación de emisiones de dióxido de carbono durante mucho tiempo. Un cuarto de las emisiones totales desde el principio de la era industrial hasta la actualidad proviene de Estados Unidos y un tanto similar proviene de Europa. Únicamente un 2 % proviene de todo el continente africano. En un escenario marcado por la urgencia de los países desarrollados de cortar las emisiones de carbono y por la necesidad del crecimiento económico de la población en la que recae la prioridad de los países en desarrollo, ambos grupos están destinados a enfrentarse.

También se detectaron tensiones en relación con la suerte que corrieron los 100.000 millones de dólares en ayudas para países en desarrollo que los países desarrollados se comprometieron a entregar antes de 2020 en la cumbre climática de Copenhague de 2009. Dicho compromiso todavía no se ha cumplido; pero es que incluso esa enorme suma supone un error de cálculo a lado de los entre 1 y 2 billones de dólares que aproximadamente necesitarían cada año las economías emergentes en inversión en energías limpias para alcanzar las emisiones netas cero en 2050. A medida que la necesidad de descarbonización crece acompañada por el coste del cambio climático, la falta de ayuda por parte de los países desarrollados a los países en desarrollo constituirá una fuente de tensiones en aumento, sobre todo debido a que los países en desarrollo cargan de forma desproporcionada con las consecuencias de unos daños que no han causado.

Dado lo mucho que ha esperado el mundo para actuar con respecto al cambio climático, las economías emergentes tendrán que seguir trayectorias de desarrollo diferentes de las de los países desarrollados; apoyándose mucho menos en los combustibles fósiles. Con todo, hay 800 millones de personas que carecen de acceso a servicios energéticos y muchas menos que disponen de la energía necesaria para desarrollar niveles significativos de desarrollo económico e industrialización. Aunque la energía solar, eólica y otras fuentes de energía renovables pueden ser una excelente manera de satisfacer algunas necesidades de los países en desarrollo, todavía son insuficientes para cubrir la demanda ocasionada por la industrialización y otras vías de crecimiento y la velocidad a la que pueden ampliarse es limitada. Algunos países en desarrollo también tendrán que enfrentarse a obstáculos que

no sería esperable encontrar en países desarrollados. Por ejemplo, cargar un coche eléctrico podría ser una opción poco viable en países donde los apagones son el pan de cada día o donde las redes eléctricas se sustentan con generadores de diésel.

Si crecen los esfuerzos de los países desarrollados por evitar el uso de combustibles fósiles y los países en desarrollo encuentran pocas alternativas viables y asequibles, la brecha entre ellos solo seguirá aumentando. El pasado abril, por ejemplo, el Departamento del Tesoro de Estados Unidos anunció que Estados Unidos dejaría de financiar proyectos de gas natural en el extranjero por cuestiones climáticas, excepto en los países menos desarrollados, como Sierra Leona, a pesar de que el 60 % de la energía de Estados Unidos todavía provenga de los combustibles fósiles. Poco después de aquello, el vicepresidente de Nigeria, Yemi Osinbajo, defendía en la revista *Foreign Affairs* que era injusto pedirle a su país que se desarrollase sin usar gas natural.

Las tensiones entre los países desarrollados y en desarrollo seguirán escalando no solo en torno al uso de combustibles fósiles, sino también sobre su producción. Varios países en desarrollo, como Guyana, Mozambique y Tanzania cuentan con importantes reservas de hidrocarburos que les gustaría explotar. Pero los países desarrollados que se consideran a sí mismos los líderes climáticos aumentarán las presiones sobre estos y otros países en desarrollo o las empresas que quieran colaborar con ellos, para que no hagan pozos, incluso mientras, al menos algunos de esos países desarrollados, continúan extrayendo sus propios petróleo, gas y carbón. Además de eso, crecerá la presión a la que se enfrentan las instituciones financieras por parte de los activistas para que no apoyen proyectos de extracción en países en desarrollo. En un mundo con cada vez menos cabida para los combustibles fósiles, las economías emergentes tendrán motivos para preguntar por qué no se les da un mayor pedazo de un pastel que se va haciendo más pequeño.

2.1. Cómo reducir riesgos

La transición hacia las energías limpias exige una transformación completa de la economía global y se necesitará un desembolso adicional de capital de alrededor de 100 billones de dólares en las próximas tres décadas. Pocos son los motivos que

llevan a pensar que una reforma de tal calibre se puede llevar a cabo de manera coordinada, bien gestionada y fluida. Una transición ordenada ya implicaría grandes complicaciones si hubiera una mente a cargo de un plan maestro para diseñar el sistema energético global altamente interconectado; ni que decir tiene que no la hay.

Cuando el mundo alcance un sistema energético por completo, o incluso en su mayoría, descarbonizado, muchos de los riesgos actuales de seguridad energética se verán paliados sustancialmente (incluso aunque aparezcan riesgos nuevos). La influencia que los “petroestados” y Rusia ejercen sobre Europa decrecerán, los precios de la electricidad renovable se tornarán menos volátiles y los conflictos por recursos naturales perderán fuerza. No obstante, si en el camino hacia ese fin, la asequibilidad, la fiabilidad o la seguridad del suministro de energía u otros pilares de la seguridad nacional entrasen en conflicto con las ambiciosas respuestas contra el cambio climático, existiría un riesgo significativo de que la preocupación por el medioambiente pasase a un segundo plano. Por este motivo, el liderazgo climático internacional exige mucho más que la mera negociación de acuerdos climáticos, las promesas de descarbonización y la mitigación de las consecuencias del grave impacto del cambio climático en la seguridad nacional. Implica también la reducción, de diferentes maneras, de los riesgos económicos y geopolíticos que entraña incluso una transición hacia la energía limpia completada con éxito.

En primer lugar, los dirigentes necesitan ampliar sus herramientas para incrementar la seguridad energética y la fiabilidad y prepararse para una inevitable volatilidad. Para empezar, sería un error desechar una fuente de energía carbón cero ya existente que se puede utilizar con solidez, la energía nuclear, para ser exactos. Además, no sería acertado deshacerse de las herramientas de seguridad energética existentes, como la Reserva Estratégica de Petróleo de los Estados Unidos; el Congreso de Estados Unidos ha decidido de forma prematura poner combustible de la reserva a la venta en respuesta a la abundancia de petróleo a corto plazo de Estados Unidos y para anticiparse a la era pospetróleo. En efecto, con la aceleración de la transición energética, los dirigentes deberían realizar un análisis coste-beneficio para evaluar si está justificado el acopio estratégico de reservas adicionales para garantizar los suministros de gas natural, minerales críticos, hidrógeno y amoníaco.

Los líderes políticos también deberían mantener un máximo nivel de flexibilidad de las fuentes de energía con la eliminación gradual de la energía “marrón”. Las afirmaciones de que Estados Unidos vio el “pico de uso de la gasolina” en 2007 y que el mundo experimentó el “pico de uso del carbón” en 2014 resultaron ser incorrectos. Dada la incertidumbre sobre las necesidades y demandas futuras, los responsables políticos deberían estar preparados para mantener en reserva algunos activos de combustibles fósiles antiguos, para estar preparados si se necesitan durante breves periodos de transición cuando no se correspondan la oferta y la demanda. Los reguladores de los servicios públicos deberán adoptar estructuras de precios que compensen a las empresas por proporcionar fiabilidad. Por ejemplo, para prepararse para los picos de demanda, los reguladores deben diseñar mercados que paguen a las empresas de energía por mantener la capacidad y los suministros, aunque se utilicen poco y que incentiven a las empresas de servicios públicos a ofrecer planes que recompensen a los clientes por reducir su consumo de electricidad durante los periodos de máxima demanda. En términos más generales, los responsables políticos deberían adoptar medidas para aumentar la eficiencia con el fin de reducir la demanda, reduciendo así los posibles desequilibrios de la oferta y la demanda.

Otra forma en que los gobiernos pueden impulsar la seguridad energética es reduciendo los riesgos de la cadena de suministro, pero no de una forma que fomente el proteccionismo. No debería perseguirse la quimera de la independencia, sino intentar crear flexibilidad en un sistema diversificado e interconectado. En Europa, la mejora de la seguridad energética no ha venido de la mano de la reducción de las importaciones de gas ruso (de hecho, esas importaciones han aumentado sistemáticamente), sino de las reformas normativas y de infraestructuras que han hecho que el mercado europeo sea más integrado y competitivo. En cambio, durante la crisis eléctrica de 2021 en Texas, las partes del estado con redes conectadas a las de los estados vecinos salieron mejor paradas que el resto de Texas, que contaba con una red eléctrica y un sistema de transmisión aislados.

Los responsables políticos también deben abordar algunas de las formas en que la accidentada transición energética exacerbará las ya profundas desigualdades de la sociedad y podría producir una reacción política contra la energía limpia. Las comunidades que dependen de los ingresos y los puestos de trabajo derivados

de los combustibles fósiles sufrirán en ausencia de un desarrollo económico y una formación de la mano de obra respaldados por el gobierno. Mientras tanto, para ayudar a los consumidores con ingresos bajos a hacer frente a la volatilidad de los precios, los líderes políticos deberían recurrir a subvenciones o a ajustes temporales de los tipos impositivos, como han hecho muchos países europeos en los últimos meses.

Por mucho que los gobiernos necesiten potenciar la innovación y acelerar la transición hacia la energía limpia para frenar el cambio climático, también deben tomar medidas conscientes para mitigar los riesgos geopolíticos que creará este cambio. Las nuevas tecnologías pueden resolver problemas técnicos y logísticos, pero no pueden eliminar la competencia, las diferencias de poder o el incentivo que tienen todos los países para proteger sus intereses y maximizar su influencia. Si los gobiernos no reconocen esto, el mundo se enfrentará a algunas estridentes discontinuidades en los próximos años, incluyendo nuevas amenazas económicas y de seguridad que reconfigurarán la política mundial. Pero quizás el mayor riesgo de no identificar y planificar estos escollos es que si las preocupaciones de seguridad nacional entran en conflicto con las ambiciones de actuar contra el cambio climático, podría desaparecer la posibilidad de una transición con éxito. Y a duras penas podría el mundo permitirse más tropiezos en el camino ya cargado de dificultades hacia el nivel cero.

State Owned Enterprises and the Energy Transition

*Amy Myers Jaffe**

Abstract

One key feature of emerging markets with petroleum-linked economies is that state-owned enterprises (SOEs) play a dominant role and represent major emitters. Finding the right formula for these important global energy suppliers to participate in the energy transition is to global climate efforts but remains challenging.

While there is no one size fits all to how governments will choose to integrate their oil and gas SOEs into national decarbonization pathways, several strategies are emerging. Among the many strategies that are gaining headway, three stand out as notable models for sustainable economic development. They are 1) green industrialization 2) shifted decarbonization that leaves room for emissions from oil and gas export activity by rapidly decarbonizing other domestic sectors 3) targeted decarbonization which sets strict low carbon intensity levels for the oil and gas sector. This article outlines a case study on each of these three approaches, followed by a discussion of the implications for managing oil and gas state enterprises.

Key words: state enterprise, energy transition, oil and natural gas, BRICs, nationally determined commitments.

In the coming years, the BRICS countries (Brazil, Russia, India, China, and South Africa) and a few other large developing economies like Indonesia and Vietnam will replace industrialized economies as the world's top emitting countries. Ensuring that major emerging economy countries can rapidly curb their emissions is imperative for limiting the rise in global temperatures to 1.5 degrees Celsius by mid-century to prevent catastrophic climate change. This means that the role of the BRICS and other major emerging economies in reducing global emissions has become more critical. For example, BRICS represented 22.2% of

* Tufts University.

the annual CO₂ emissions in 1980. This share has now increased to 44.8% in 2020 (Global Carbon Project, 2021). The rising economic and political status of the BRICs and other major emerging economies is altering global climate negotiations and the future frameworks for global climate action. Understanding the domestic political and socio-economic drivers for these important countries is increasingly important to the study of global climate policy.

As they seek to address greenhouse gas emissions, key emerging economies will have to consider a variety of challenges, including the additional pressing priority of how to simultaneously reduce greenhouse gas emissions while at the same time lifting millions of their citizens out of poverty. The problem of climate finance looms large as any effort to decarbonize takes place against the backdrop of mounting costs of adaptation to climate change (Gallagher, 2022).

But finding the right formula for these rising economies to achieve a low carbon economic development strategy that transitions away from fossil fuel industries remains challenging. One major barrier to decarbonization is the fact that many of these emerging market economies benefit greatly from not only the export sales of oil and gas, but also from the direct and indirect jobs that the fossil fuel sector underwrites. World Bank data shows that 27 countries across Latin America, Asia, and Africa depend on oil rents for more than 5% of their GDP, including over half of the Middle East and all of the countries of the Arabian Peninsula except Bahrain (World Bank, 2022a). The potential drop in global oil demand amidst the energy transition, if accompanied by a decline in prices, could produce a significant economic blow to these countries and regions.

The issue is also geopolitical as many of the countries in question are important global suppliers for oil and gas and will likely play a key role in stabilizing global energy markets for years to come (Bordoff and O’Sullivan, 2021). “The combination of pressure on investors to divest from fossil fuels and uncertainty about the future of oil is already raising concerns that investment levels may plummet in the coming years, leading oil supplies to decline faster than demand falls – or to decline even as demand continues to rise...” argues Jason Bordoff and Meghan O’Sullivan in an essay in *Foreign Affairs* and republished in this issue of *Papeles de Energía*. They warn that this phenomenon could “augment” the

influence of some oil and gas exporters, notably Saudi Arabia, by accentuating the concentration of production to the low-cost producers of the Middle East (Bordoff and O’Sullivan, 2021). This prediction is dependent on the price of oil remaining low and energy saving policy responses directed at oil use from major oil consuming countries failing to gain momentum, neither of which seems to be the state of affairs at present. Many major economies are pursuing electrification of vehicles and diversification of fuels for industry and buildings.

At present, Saudi Arabia and other producers within the Organization of Petroleum Exporting Countries have been seeking to maximize oil prices and as such, stimulating policies that would seek to lower demand for oil in the industrialized West and other major economies like China and India. China, many countries in Europe and the major US state of California, have imposed future bans of the sales of gasoline powered cars by 2035 to 2040 and taken other steps to decouple their economic growth from oil use. A high oil price strategy is likely to hasten the shift away from oil. To reverse this policy, major producers like Saudi Arabia, Iraq, and the United Arab Emirates would have to invest additional billions of dollars to increase oil production capacity to be able to flood markets with cheap priced oil to stave off faster shifting to low carbon fuels. So far, there is no evidence that major producers are taking this approach.

One key feature of emerging markets with petroleum-linked economies is that state-owned enterprises (SOEs) play a key role. In the energy world, SOEs are particularly important, especially in the global oil and gas business where they are a dominant force. Countries who are members of the Organization of Petroleum Exporting Countries (OPEC) control more than 80 percent of the world’s remaining oil reserves, a high proportion of which are under the management of the state via their oil and gas SOEs, often referred to as national oil companies (NOCs).

The predominance of NOCs in the ownership of global oil reserves gives them a large stake in the outcome of global efforts to move away from fossil fuels. As the world shifts to lower carbon sources of energy, the financial risk that some portion of large oil and gas reserves will get stranded will affect these state-run entities (Jaffe, 2020, NEIR). Although scholars have assessed that the ultimate owners of

today's producing reserves comprise a high proportion of ownership stakes from private investors from the industrialized west, state ownership in many cases is still significant and for governments like Russia and Iran the risk of economic losses from a rapid energy transition is relatively high (Semieniuk *et al.*, 2022).

To be sure, the petro-states with the most to lose have been tempted to use their geopolitical influence to thwart global climate action to stave off negative economic consequences to their oil dependent economies. A recent assessment by the U.S. National Intelligence Council concluded that “most countries that rely on fossil fuel exports to support their budgets will continue to resist a quick transition to a zero-carbon world because they fear the economic, political, and geopolitical costs of doing so” (National Intelligence Council, 2021: 7).

On the other hand, petro-leaders must also hedge, as the march towards decarbonization of the global economy means they should be preparing for soft landing for their NOCs which both represent large employers in their home countries and often play an outsized role in the domestic resource-linked economy and in their country's technological innovation system.

Historically, oil and gas state enterprises have many distinctive responsibilities in their home countries. National oil companies often are called upon to fulfill geopolitical goals of the state. (El Gamal and Jaffe, 2010). Moreover, they are usually relied upon to ensure they are securing ongoing fuel requirements of the nation, and this has traditionally been ensuring adequate supply of oil and gas were available. Now, however, responding to national climate policy objectives for fuel mix could become a new mandate now or in the future (Benoit, 2019). Governments now must face difficult choices for how to instruct or regulate their NOCs to prioritize the many demands that are facing them. In fashioning a forward strategy, a number of questions must be considered:

- Would a greener economy provide more or better jobs in society than are now supported by the national oil company?
- Is the national oil company the optimum in-country entity to lead in the energy transition?

- How should governments regulate the direct operating emissions of state-owned enterprises?
- Should the national budget for carbon emissions prioritize the oil and gas export sector and thereby make larger cuts to other sectors to maintain access to oil and gas export revenues?
- How globally competitive are the reserves controlled by the national oil company in terms of cost of development and production? Does it make sense to try to be one of the prominent “last men standing” when it comes to oil exports in the coming decades?
- What other revenue streams can the government plan to use to replace earnings by the national oil company?

Given NOCs’ preeminent role in global energy markets and their importance in their national economies, how NOCs and their governments address these energy transition questions will have large consequences for global action on climate change.

As governments respond to upgrade their nationally determined contributions (NDCs) for more ambition on decarbonization ahead of COP27 and beyond, their guidance to flagship NOCs are shifting. In November 2021, over 100 countries signed the Global Methane Pledge, committing to a collective goal of reducing methane emissions by at least 30% from 2020 levels by 2030 and adopting best available inventory methodologies to quantify methane leakage from high emissions sources. One major source of methane leakage is production of oil and gas, including national oil company producing oil and gas fields. Several nations with important NOCs signed the pledge, including Indonesia, Mexico, Nigeria, Brazil, Colombia, Kuwait, Saudi Arabia, UAE, and Iraq.

NOCs contribute about 10% of the 6.2 gigatons of carbon dioxide emissions equivalent directly emitted by all types of state-owned enterprises (Clark and Benoit, 2020). To meet international emissions targets of limiting to a 1.5 degrees Celsius increase by mid-century, the world will need to dramatically lower the

burning of oil and gas and the oil and gas sector itself will need to reduce its own operational emissions (Dietz *et al.*, 2021). NOCs feature widely on the list of large oil and gas producing companies whose operational carbon intensity is not aligned with net zero goals. Researchers have calculated that most of the companies whose stock shares are traded publicly on formal stock exchanges are not on track to achieve net zero emissions reductions in their businesses (Dietz *et al.*, 2021). Of the 25 of oil and gas firms with the highest emissions intensity, calculated to include Scope 3 from use of sold products, seven are SOEs from emerging economies.

While there is no one size fits all to how governments will choose to integrate their NOCs into national decarbonization pathways, several strategies are emerging. Among the many strategies that are gaining headway, three stand out as notable models for sustainable economic development. They are 1) green industrialization; 2) shifted decarbonization that leaves room for emissions from oil and gas export activity by rapidly decarbonizing other domestic sectors; 3) targeted decarbonization which sets strict low carbon intensity levels for the oil and gas sector. The following section outlines a case study on each of these approaches, followed by a discussion of the implications for managing oil and gas state enterprises.

1. GREEN INDUSTRIALIZATION AND THE CASE OF INDIA

In the leadup to the Glasgow global climate meetings in November 2021, India's Prime Minister Narendra Modi pledged that India would strive to reach net zero emissions by 2070 and promised that India would get 50% of its energy from renewable sources by 2030. India plans to deploy 450 gigawatts of renewables between now and 2030, up from 100GW currently. Starting in 2017 India added more renewables than coal to its energy mix.

India's climate policy must take into account job creation, since youth represent one third of the 1.38 billion population and youth unemployment remains a key political reality. For India, a green industrialization is an imperative since economic growth is needed to create jobs and low carbon transition must

simultaneously find alternative livelihoods for workers from the oil and gas and coal industries. India's renewable energy policies have helped the country achieve competitively priced electricity but more could be done to grab jobs across the global renewable energy supply chain (Narassimhan *et al.*, 2021). Research by my colleagues at Climate Policy Lab shows that several policy reforms could reap huge gains in delivering employment, income and public health (Narassimhan *et al.*, 2021). These include shifting tax revenue from fossil fuel sales to carbon pricing, retiring coal plants and doubling storage capacity alongside renewable energy development, and incentivizing the buildout of electric vehicle (EV) charging infrastructure alongside EV sales mandates.

As India moves more decisively towards decarbonization strategies, it will impact the business outlook for India's state oil and gas firm, ONGC. India's oil consumption and imports rose substantially in the early 2020s due to rising road transportation use and ONGC was charged by the government to work to secure crude oil at home and abroad. ONGC's crude oil production is sufficient to meet a little more than half of the country's oil use. In the 2000s and 2010s, the Indian government has pressed ONGC to reverse the fall it has observed in its hydrocarbon output from depleting fields. In 2019, ONGC published its vision for "Energy Strategy 2040" and outlined a growth plan for its energy transition. ONGC aims to double the output of hydrocarbons from it. However, that plan remains focused on enhancing domestic and foreign oil fields and tripling its refining capacity.

Responding to calls that ONGC reconsider its role in India's energy transition, ONGC has been forced to add renewable energy to its investment portfolio alongside oil and gas expansion plans. ONGC says it will make significant investments in renewable energy to increase its renewable energy generation portfolio to 5-10 GWs, mainly offshore wind power, from 178 megawatts (MW) of renewable energy capacity at the end of 2020. ONGC has also announced a long-term \$1 billion research and development (R&D) venture fund for clean energy, artificial intelligence or reservoir/field services technology.

But ONGC will face increasing competition from private sector firms who have announced more ambitious plans to meet India's net zero goals. For example,

Reliance Industries has signed a memorandum of understanding with the Indian state of Gujarat to invest \$80 billion in green projects, including \$10 billion in renewable energy and additional funds to build out green hydrogen infrastructure. It will also invest \$8 billion in solar panel manufacturing. As part of its plan, Reliance is trying to sell a 20% stake in its traditional oil and chemicals business to state enterprise Saudi Aramco. Reliance Industries operates 1.2 million b/d of oil refining in India.

2. SHIFTED DECARBONIZATION AND THE CASE OF CANADA

Canada's oil production is among the most carbon intensive in the world. Canadian firms Suncor and Imperial oil top the list for emissions intensity of public oil and gas producers (Dietz *et al.*, 2021) with Canadian Natural Resources and Cenovus Energy in the top ten. While Canada does not have a national oil company, its plans for decarbonization are a relevant model for major oil and gas exporters. Canada plans to make \$9.1 billion on new economy wide investments to target buildings to vehicles to industry and agriculture to lower emissions and create new jobs in the domestic economy while continuing to maintain its oil export industries. In effect, the plan hopes to squeeze emissions across the domestic economy to reach net zero without sacrificing its oil export businesses. Inside Canada, the government is providing incentives for electric vehicles with British Columbia already imposing a ban on gasoline vehicles sales after 2040. Canada will phase out all coal-fired power generation by 2030 and has begun to work on plans to decarbonize heavy industry.

Canada's carbon price is set to increase to Canadian \$170 a ton by 2030, up from C\$50 a ton currently. The government also has pitched a tax credit of up to 50% of total capital costs to encourage carbon capture and storage technology in the Canadian oil and gas sector.

Even with Canada's emerging carbon policies, Canada has said its plans to increase oil exports in the short term will not undermine its longer-term climate commitments. Canada is projected to see a 500,000 b/d increase in oil production by 2030, up from 3.1 million b/d currently, based on current expansion projects.

Canada's oil sands producers themselves have formed a net zero initiative for their operational emissions, with an initial goal to cut 22 million tons of CO₂ a year by 2030 (<https://www.ft.com/content/276ecc11-15cd-45ef-8e10-5f64dcde77da>). The dialogue between the Canadian government and the Canadian oil industry continues with an eye to sustaining the industry in a manner that does not conflict with the country's wider climate action commitments.

3. TARGETED DECARBONIZATION AND THE CASE OF SAUDI ARAMCO

Saudi Arabia has pledged to reach net zero by 2060 but is actively working to lower the carbon intensity of its oil production in the immediate term. The country's national oil company, Saudi Aramco, has a targeted decarbonization strategy which aims to achieve a strict low carbon intensity level for the oil and gas sector.

Saudi Arabia's government has pitched its NOC Saudi Aramco to sustain its long-term market share by ensuring it has the lowest cost, low carbon oil production in order to lengthen the runway for its oil exports and ensure it can sustain its position as the world's major oil supplier, even as demand for oil wanes. The idea is that some demand for oil will remain well into the next several decades, and Saudi Arabia will take steps to ensure that its oil exports will be able to be the oil the world uses, even as the total global demand for oil overall is falling. That includes ensuring that Saudi Aramco has both the lowest cost production so it can beat out other high-cost suppliers to a shrinking pie but also the lowest carbon intensity oil to be able to tap markets where carbon border taxes would hold out more carbon intensive competitors like Canadian oil sands.

In a report released in June of 2022, Saudi Aramco noted, "In support of the corporate strategy to maintain an industry-leading position as a lowest carbon intensity major producer of oil and gas, we have set a target to reduce our upstream carbon intensity by at least 15% by 2035, against our 2018 baseline. This target accounts for anticipated increases in oil production and maximum sustainable capacity, and the expansion of our gas business." (Saadi, 2022).

To achieve its low carbon oil production targets, Saudi Aramco plans to invest in 12 GW of solar and wind projects. It is also investing to produce 11 million metric tons a year of blue ammonia by 2030 for export. Saudi Aramco plans to reduce or mitigate more than 50 million tons of CO₂ equivalent annually. That plan includes carbon capture, utilization and storage for more than 11 million metric tons of CO₂ equivalent by 2035, according to the company's sustainability reporting.

Saudi Aramco has invested consistently in clean energy for over a decade as part of its strategy to prepare for the energy transition. For many years, Saudi Aramco has invested in mobile carbon capture technology which would capture CO₂ from a vehicle's exhaust, store it onboard and offload it for sale for use in industrial and commercial applications. The Saudi state oil company also invested in a major pilot carbon sequestration and use project in 2015.

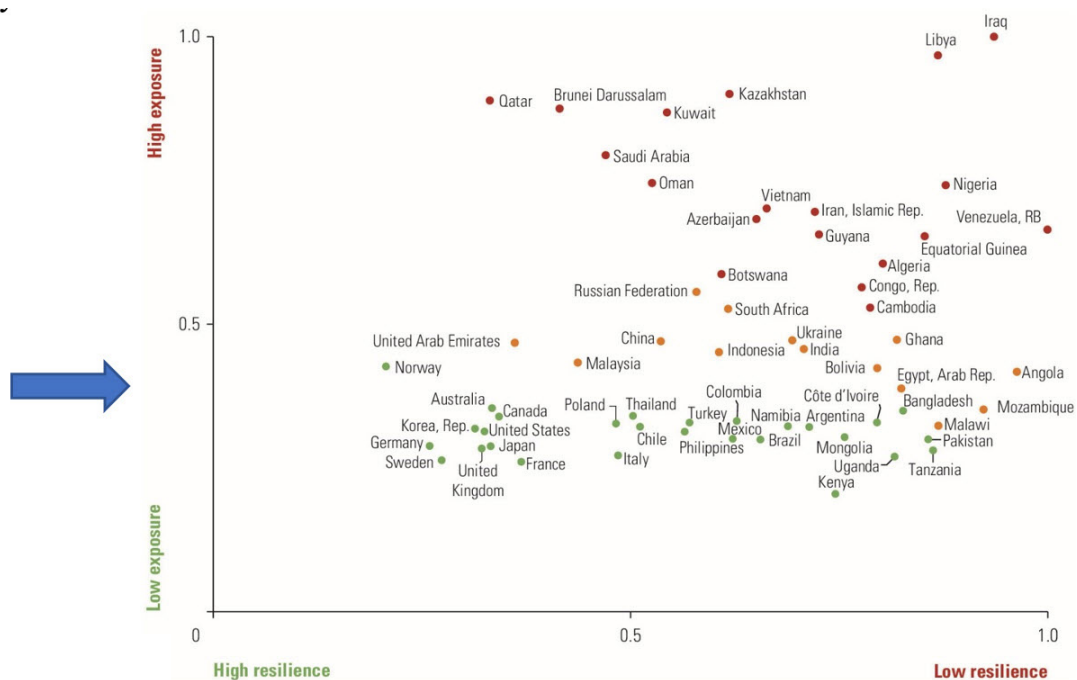
Confirming Saudi Aramco's success to hold down the carbon intensity of its oil production, Stanford University found that Saudi Arabia ranked highest among major producers in the lowest carbon intensity for its upstream oil extraction and processing facilities (Brandt, 2018). Saudi Aramco attributes its low carbon intensity for its oil production to "implementation of best in-class reservoir management practices, flare minimization, energy efficiency, greenhouse gas management, and methane leak detection and repair (LDAR)."

4. UNEQUAL LANDSCAPE

As these case studies highlight, major oil exporting countries have multiple options to address the energy transition. However, the playing field for implementation of such strategies is very uneven.

Research from the World Bank reveals there is a considerable gap in the level of preparedness for a low-carbon transition among various state oil and gas enterprises. Some countries like the United Arab Emirates, Norway, and Malaysia are already undertaking major initiatives related to the energy transition. Others like Venezuela, Iraq, and Nigeria are considered 'less prepared' (Peszko *et al.*, 2020) and highly vulnerable to climate change risk due to ongoing challenges related to poverty and internal conflicts.

Figure 1
Oil-producing countries' preparedness for a low-carbon transition



Source: Peszko *et al.*, 2020.

The financial destabilization of Venezuela in the aftermath of the 2014 oil price collapse is a warning to the kind of economic catastrophe that could hit unprepared oil revenue dependent economies as the demand for their oil wanes (Buxton, 2020). Amid hyperinflation and rampant corruption, Venezuela's gross domestic product (GDP) has fallen more than 60% since 2014. The country suffers from severe shortages of basic goods, widespread hunger, looting, and debilitating poverty (Kurmanaev, 2019).

5. CONCLUSION

To date, global climate negotiations have not focused squarely on the consequences of the energy transition on major oil dependent economies. As this essay has laid out, lack of focus on the energy transition strategies of the state enterprises of those countries remains a pressing, missed opportunity. More study is needed

on the important role SOEs can play in the energy transition and on the policy frameworks needed to ensure their role is constructive to climate action.

With COP27 to be held in Egypt on the African continent, the issue will likely get more attention. Several African countries have argued that natural gas should continue as a major fuel on the continent and that the industrialized West should do more to help African petro-states transition to clean energy. OPEC's Secretary General called on Egypt to use the COP process to elevate the issue of continued oil and gas use as part of the climate process. Such a discussion might focus on a number of topics, such as multinational support for carbon sequestration and capture technology, continued investment in lowering the carbon intensity of crude oil production, and petro-state investment spending on R&D for future clean energy technology. All of these topics would benefit from active engagement of oil and gas state enterprises from major oil exporting countries.

The role of oil and gas SOEs remains a geopolitically untapped potential in the possibility of strengthening and accelerating the energy transition. As the above case studies suggest, these national oil companies have an important role to play in reducing global carbon emissions. In a misalignment to their paramount status in the global energy world, NOCs receive relatively less attention in global climate negotiations compared to other kinds of entities. Several major oil exporter governments have exhibited a willingness to support their NOCs to take carbon mitigation actions. The upcoming climate meetings in Egypt in 2022 and the United Arab Emirates in 2023 are an opportunity for concerted diplomatic action to widen the engagement of NOCs into the climate action process. The initial steps outlined in the case studies presented could be broadened to countries that have not yet tackled the challenges ahead for their NOCs. Moreover, those countries that are already pro-actively responding to the energy transition could be engaged to focus on accelerating progress and raising ambition, rather than using the next two global climate meetings to try to advocate for continued use of oil and gas.

One key area for engagement would be to lobby NOCs and their home governments to integrate a larger share of renewable energy into the ongoing

operations as part of nationally determined contributions (NDCs). The greater use of renewable energy will not only reduce the carbon intensity of oil production. It also builds the human resources needed to help the NOCs transition their businesses to greener energy sources. Clean energy technology transfer and capacity building could be part of the transaction of trade relations between industrialized countries and major economies like China and oil dependent states in Africa and the Middle East.

Another key area for engagement of oil and gas SOEs within the institutions of global climate negotiations is in the area of research, development and demonstration (RD&D). Several major oil exporting nations, including Brazil and Saudi Arabia, are members of Mission Innovation (MI), a multinational institution whose membership includes 22 countries and the European Union with the aim to accelerate development of the breakthrough technologies needed to tackle climate change mitigation. In its seventh year, MI is now embarked on creating multinational collaboratives for technology research and demonstration. Global climate negotiators should focus on getting stronger oil and gas SOE participation in clean energy innovation within and outside MI to shift more state dollars to low carbon technology RD&D investment. Stronger NOC participation in multinational energy research, development and demonstration projects would help improve the engagement of these entities in solutions to the energy transition. It would also increase the potential for technology transfer and training to build energy transition capacity within the NOCs.

In conclusion, several NOCs have active energy transition strategies and can serve as role models for other similar entities that have made less progress. Lessons from their engagement have big implications for raising ambition for climate action. The strategies of state enterprises should be added to the agenda at the upcoming climate negotiations and countries should be encouraged to define the role of their oil and gas SOEs as they articulate implementation of NDCs.

REFERENCES

BENOIT, P. (2020). State-owned enterprises: No climate success without them. *Journal of International Affairs*, 73(1), pp. 135-143,343.

BORDOFF, J. and O'SULLIVAN, L. (2022). La nueva geopolítica de la energía. *Papeles de Energía*, 17. Madrid: Funcas.

BORDOFF, J. and O'SULLIVAN, M. L. (2022, June 8). Green Upheaval. *Foreign Affairs*. <https://www.foreignaffairs.com/articles/world/2021-11-30/geopolitics-energy-green-upheaval>

BROWER, D. (2022, June 9). Canada's oil sands: Why some of the world's dirtiest fuel is now in hot demand. *Financial Times*.

BUXTON, J. (2020). Continuity and change in Venezuela's Bolivarian Revolution. *Third World Quarterly*, 41(8), pp. 1371–1387. <https://doi.org/10.1080/01436597.2019.1653179>

CLARK, A. and BENOIT, P. (2022). *Greenhouse Gas Emissions from State-Owned Enterprises: A Preliminary Inventory*. Columbia SIPA Center on Global Energy Policy.

DIETZ, S., GARDINER, D., JAHN, V. and NOELS, J. (2021). How ambitious are oil and gas companies' climate goals? *Science*, 374(6566), pp. 405–408. <https://doi.org/10.1126/science.abh0687>

EL-GAMAL, M. A., JAFFE, A. M. and BAKER III, J. A. (2009). *Oil, Dollars, Debt, and Crises: The Global Curse of Black Gold* (0 edition). Cambridge University Press.

GALLAGHER, K. S. (2022, January 3). The Coming Carbon Tsunami. *Foreign Affairs*, January/February 2022, pp. 151–164.

GLOBAL CARBON PROJECT (2021). *Supplemental data of Global Carbon Project 2021* (1.0) [MS Excel]. Global Carbon Project. <https://doi.org/10.18160/GCP-2021>

JAFFE, A. M. (2020). Stranded assets and sovereign states. *National Institute Economic Review*, 251, R25–R36. <https://doi.org/10.1017/nie.2020.4>

KURMANAEV, A. (2019, May 17). Venezuela's Collapse Is the Worst Outside of War in Decades, Economists Say. *The New York Times*. <https://www.nytimes.com/2019/05/17/world/americas/venezuela-economy.html>

MASNADI, M. S., EL-HOUJEIRI, H. M., SCHUNACK, D., LI, Y., ENGLANDER, J. G., BADAHDAH, A., MONFORT, J.-C., ANDERSON, J. E., WALLINGTON, T. J., BERGERSON, J. A., GORDON, D., KOOMEY, J., PRZESMITZKI, S., AZEVEDO, I. L., BI, X. T., DUFFY, J. E., HEATH, G. A., KEOLEIAN, G. A., MCGLADE, C., ... BRANDT, A. R. (2018). Global carbon intensity of crude oil production. *Science*, 361(6405), pp. 851–853. <https://doi.org/10.1126/science.aar6859>

NARASSIMHAN, E., GALLAGHER, K. S. and GOPALAKRISHNAN, T. (2021, November 11). India's policy pathways for deep decarbonisation. *ORF* <https://www.orfonline.org/expert-speak/indias-policy-pathways-for-deep-decarbonisation/>

PESZKO, G., MIDGLEY, A., ZENGHELIS, D., WARD, J., VAN DER MENSBRUGGHE, D., GLOUB, A., MARIJS, C., SCHOPP, A. and ROGERS, J. (2020). *Diversification and cooperation in a decarbonizing world: Climate strategies for fossil-fuel dependent countries* (Climate Change and Development). World Bank. <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/34011>

SAADI, D. (2022, June 15). *Aramco to invest in 12 GW renewables, reduce upstream carbon intensity by 15% by 2035* [S&P Global Commodity Insights]. <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/natural-gas/061522-aramco-to-invest-in-12-gw-renewables-reduce-upstream-carbon-intensity-by-15-by-2035>

SEMIENIUK, G., HOLDEN, P. B., MERCURE, J.-F., SALAS, P., POLLITT, H., JOBSON, K., VERCOULEN, P., CHEWPREECHA, U., EDWARDS, N. R. and Viñuales, J. E. (2022). Stranded fossil-fuel assets translate to major losses for investors in advanced economies. *Nature Climate Change*, 12(6), pp. 532–538. <https://doi.org/10.1038/s41558-022-01356-y>

WORLD BANK (2022). Exports of Goods and Services (% of GDP) – World Bank Open Data. <https://data.worldbank.org/indicator/NE.EXP.GNFS.ZS?locations=AE-BR>

The geopolitics of energy in Europe: Short-term and long-term issues

*Simone Tagliapietra**

Abstract

Russia's invasion of Ukraine has forced a rapid and profound rethink of the European Union's energy supply architecture. This article first focuses on the consequences of an EU stop to Russian imports of the three key fossil fuels: natural gas, crude oil including oil products, and coal. It then takes a longer-term perspective and discusses the various geopolitical implications rising from the EU's clean energy transition.

Keywords: EU, Energy security, Russia, Ukraine war, Geopolitics, Energy transition.

1. INTRODUCTION

Russia's invasion of Ukraine has forced a rapid and profound rethink of the European Union (EU)'s energy supply architecture. Questions about the ability of the bloc to live without Russian energy loom large. Given the historical importance of the EU's current U-turn on Russian energy, the first section of the article focuses on the consequences of an EU stop to Russian imports of the three key fossil fuels: natural gas, crude oil including oil products, and coal. To do so, it will notably explore the possibilities for addressing the energy supply gap left by Russia, illustrating the possible alternatives on both by the supply and demand side.

The second section of the article then takes a longer-term perspective and discusses the various geopolitical implications rising from the EU's clean energy transition. In particular, the section focuses on key emerging issues such as the economic and geopolitical implications of the European Green Deal on the EU's key oil and gas suppliers – most notably in the Middle East and North Africa, its potential impacts on the global oil market. The EU's dependency on critical

* Senior fellow at Bruegel, Brussels and Assistant professor at the Catholic University, Milan.

raw materials for the green transition and the trade implications of the EU's decarbonisation process will also be discussed.

2. THE UKRAINE WAR AND THE EU'S DIVERSIFICATION AWAY FROM RUSSIAN ENERGY

Russia has traditionally been a key energy supplier for the EU. In 2021, Russian exports covered 40% of the EU's natural gas demand, 30% of the EU's crude oil demand, and 30% of EU's hard coal demand. Following the Russian invasion of Ukraine, the EU has embarked into a strong diversification effort to rapidly cut its reliance on Russian energy. To understand what this implies for Europe in the short term, it is necessary to take two successive steps: first understand the maximum available alternative supply options for natural gas, oil and coal – and then explore the various bottlenecks in each of these three areas.

As far as natural gas is concerned, the EU should be able to replace approximately 50% of Russian gas imports in a matter of 12 months. This would be done by maintaining flows through pipelines from Norway, Algeria, and Azerbaijan to the EU at high volumes and most importantly by securing record volumes of liquefied natural gas (LNG) imports. The remaining 50% gap will need to be compensated by reduced demand. Running LNG terminals between their historical and technical maximum capacity would allow the EU to import a record 1,250 – 1,700 TWh LNG compared to 750 TWh in 2021, an increase of 500 – 950TWh. In the first quarter of 2021, the EU imported 302 TWh of LNG, offering evidence that market forces are already tapping into this option strongly. EU-UK cooperation could see the UK export large shares of LNG to Belgium and the Netherlands – over 200 TWh annually – if the necessity arose. Theoretically increased LNG imports could therefore offset around 50% of the missing Russian gas. In 2021, 1,400 TWh were imported by pipeline from Norway, North Africa, and Azerbaijan. These supply routes were already operating at close to maximum capacity and only marginal additional flows can be expected in 2022. But more might come soon. On April 11th, an agreement was signed between ENI and Sonatrach to boost Algerian exports to Italy by 90TWh by 2023/24 with some ramp-up expected in 2022.

As far as oil is concerned, should the EU completely halt its imports of Russian oil, around 3 mb/d of Russian crude supply and around 1 mb/d of oil products would have to be replaced. OPEC spare capacity estimates range up to 4 mb/d. This includes 1-2 mb/d from Saudi Arabia, around 0.75 mb/d from the United Arab Emirates and 0.5 mb/d from Iraq. Iran, currently locked in negotiations on the Iran nuclear deal, which will determine if it can export oil, is reported to have 1 mb/d of spare capacity complemented with floating storage unwind. Outside of OPEC, US production dropped by around 3mb/d at the start of the pandemic, and has gradually clawed back around half of this. Over a timescale of 6-12 months, it can be expected that in a scenario of very high prices US shale could add another 1.5 mb/d. Finally, OECD members hold strategic oil reserves of 1.5 billion barrels. This supply alone could compensate for at-risk Russian exports for around one year. Industry holdings are another 3 billion barrels. Therefore, an embargo on Russian oil can be partially mitigated by slowly drawing down on strategic stockpiles whilst boosting alternative output.

As far as coal is concerned, this can be replaced pretty easily by the EU because global coal markets are well supplied and flexible. In principle, shipments from countries that have reduced exports to the EU are still largely available to substitute for Russian coal. Comparing the maximum yearly global exports of the main exporting countries in the last six years (2016-2021) against their 2021 export levels, shows significant margin to replace Russian global exports of coal entirely. If China and India (the two main consumers of coal worldwide) were to buy more coal from Russia, the export margin from other global suppliers may increase further. Similarly, increasing EU domestic production which reached a new low in 2021 (329 MT *vs.* 373 MT in 2019) by some 40 MT might be possible in an emergency.

However, it is important to appreciate that several physical infrastructure bottlenecks in each of these areas, and that political considerations might also constrain imports to levels below their theoretical maximum which we outline above. Let's review these bottlenecks in detail.

The first bottleneck relates to global supply-side capacities

For natural gas, the previous figures assumes that the EU does not face restrictions in importing additional LNG. In reality, global LNG markets are already extremely tight and an additional annual demand of 500-950 TWh from the EU will exacerbate the situation. In 2021, worldwide LNG trade totalled 5,400 TWh, with China, Japan and South Korea as the world's largest importers. In 2022 global production is forecasted to increase between 63 and 300 TWh (1.2 to 5.5%) from 2021. Global liquefaction capacity is almost fully utilised significantly constraining the amount of additional LNG volumes that can be brought to the global market anytime soon. Liquefaction facilities take multiple years to build and thus in the next 2 to 3 years the EU must compete with other countries for these limited supplies. The effect of skyrocketing European natural gas prices will be to redirect LNG cargos away from importing countries in the developing and emerging world that can no longer afford them.

For crude oil, while estimates are that OPEC members do have spare capacity, the reality is that many members are already struggling to hit production quotas. Like the LNG market, prior to Putin's invasion, global oil markets were already tight. In December 2021, OPEC+ output increased by 0.25 mb/d compared with the target of 0.4mb/d, implying that members cannot already meet existing quotas.

For coal, constraints in demand and production by exporting countries may also prevent full exploitation of the export margin. For example, in January 2022 Indonesia introduced a temporary ban on coal exports and appears set to do the same in April. Similarly, Australia is experiencing temporary supply interruptions as wildfires and flooding hamper the country's ability to exploit its export potential to the fullest. Colombia is forecasting a 7 MT increase in output for 2022, far from the full export margin of 50 MT. Finally, South Africa's main coal terminal is expecting exports to increase by 10 MT in 2022, against the 26 MT that could be technically feasible.

The second bottleneck relates to EU import capacities

Non-Russian gas pipeline imports into the EU are close to being maxed out. For LNG, the broad constraint on the EU's ability to import is the availability

of regasification facilities. Our upper bound assumption involves running regasification facilities at full capacity all year round which is not likely to be possible owing to technical reasons and the likelihood of scheduled or unforeseen maintenance work.

For crude oil, ports can relatively simply receive supplies from non-Russian sources. Certain European refineries are however optimised to use Russian oil and will be less efficient if producing with a different quality of crude resulting in different profiles of products production. Particularly vulnerable are six large refineries along the Druzhba pipeline (in Poland, Germany, Czechia, Austria, Hungary and Slovakia). These refineries have historically been dependent on Russian crude; however, in the last years efforts have been made to diversify import structure. In 2019, when contamination forced the Druzhba pipeline to close for two months the refineries were able to survive. Beyond crude oil supply, the EU must also consider replacing Russian refining capacity that produces diesel, naphtha and fuel oil. European refiners could try to compensate for this by increasing refinery throughput. To replace lost Russian diesel supply, for example, European refineries would have to raise runs by about 10 percentage points, taking them to almost 90% of total capacity of 15-16 mb/d. It would be the highest utilisation rate this century. Refineries will face additional challenges replacing lost supplies of Russian vacuum gasoil to service these runs.

For coal, European ports will be able to receive coal cargoes from alternative countries. The logistics of transporting this coal to points of consumption should remain the same as under a scenario of Russian imports. Indeed, Poland – seen as a country exposed to Russian coal imports, already by March 29th announced a ban on Russian coal imports. Most European coal consumers already source from different suppliers and should be able to build on existing relationships.

The third bottleneck relates to intra-EU infrastructure

The availability of global supply to replace Russian imports does not suffice – fuels must be able to move from points of import to points of final consumption. And the EU energy market, particularly for natural gas, has evolved from a dependency on low-cost Soviet Union/Russian supplies from the east. The result

is that EU gas markets are not designed for supplying all of central and eastern Europe from the west and it will be a large challenge to successfully reorientate gas flows.

The Iberian Peninsula, for example, is a hub for LNG import terminals. As a result, the region can import around 50 TWh per month, but only consumes 30 TWh and existing pipelines permit a maximum transfer of 5 TWh a month to France. Gas in the north-west European market has different qualities (domestically produced low-calorific L-gas in parts of Germany and the Netherlands vs. imported high-calorific H-gas in the rest of Europe) that use different infrastructures again impeding easy transit.

Moreover, the central and eastern European pipeline system is designed to bring imports from the east to final consumers. Despite investment in reverse-flow capacities and new pipelines, if too much gas were to come from the west, pipeline bottlenecks could prevent sufficient deliveries to the easternmost parts of the EU or Ukraine. It is of the utmost importance that flows already begin from west-to-east to fill up storage facilities in countries most dependent on Russian gas – particularly in order to meet the proposed targets of 80% storage fill by 1st October 2022.

For crude oil, while the supply to ports can be relatively easily substituted, it will be necessary and challenging to reroute supplies from the ports of Gdansk, Rostock, and on the Adriatic Sea to feed refineries on the Druzhba pipeline. Large volumes of this oil would flow by existing pipelines, but capacities are not enough to offset Russian crude. Therefore, additional supplies would likely be necessary by rail with logistical difficulties. Action is already being taken with the German Leuna refinery cutting its dependence on Russian crude by half in April.

Oil products must also be transported to the correct place. For example, if the Leuna and Schwedt refineries are forced to reduce output owing to disruptions to Druzhba, refineries elsewhere in Europe may take up the slack. But then, products such as diesel must be transported to east Germany in huge quantities which would be a considerable task using trains and trucks.

Certain EU countries still have high shares of coal in their energy mixes and will find an end to Russian imports more difficult to manage. Germany in particular is reliant on imports for its domestic needs of hard coal and half of these come from Russia. While brown coal in Germany is by far the most important coal type in domestic consumption, a complete stop of the hard coal imports from Russia would represent an important challenge for industry. On the other hand, Poland is in a better position as much of its domestic needs are met by internal production, and accordingly implemented a national ban on Russian coal before the EU took action. The weight of Russian coal in the energy mix of the other EU countries is so limited to cause no concern.

The fourth bottleneck relates to politics outside the EU

The contractual structure of the global LNG market may place limits on the possibility of re-directing volumes to Europe. The LNG business developed on the basis of long-term 20–25-year contracts, necessary for both sellers and buyers to justify the significant investments required for the construction of liquefaction plants and receiving terminals.

LNG contracts are today more flexible than in the past and as such they can provide important short-term flexibility to international gas markets. This flexibility is provided by two elements. First, the number of contracts with flexible destination clauses has grown from an average of 34% in 2015-2017 to an average of 64% in 2018-2020, driven by new US LNG projects. Second, an increasing share of LNG contracts has been signed by portfolio players – ie energy companies that procure a mix of LNG supplies from various origins and resell to customers according to their requirements via term and spot contracts, among which European majors feature prominently.

These sources of flexibility underpin Europe's current capacity – due to its higher prices – to attract US LNG cargos otherwise destined for Asia. They also provide grounds for the high-level political requests advanced by both the European Commission and US administration to large Asian LNG consumers such as Japan and South Korea to divert cargos to Europe. The EU and US formalised

this narrative announcing a task force on March 25th with a goal of ensuring “additional LNG volumes for the EU market of at least 15bcm in 2022”. The exact implications are unclear given that the EU already imported 13bcm more LNG in the first quarter of 2022 compared to 2021.

The key question is at what scale and for how long this flexibility can be used. In the first quarter of the year, Asian demand was weak for LNG as higher spot prices encouraged increasing use of coal and oil alongside lower demand on the back of a relatively mild winter. Were this situation to change, the EU would face a steeper challenge importing similar quantities of LNG in later parts of the year.

Long-term contracts are not as prevalent in the oil market and this would not be as serious an issue for the EU to confront. However, OPEC members currently have an agreement with Russia and Central Asian partners known as OPEC+, under which it has been agreed to constrain supply growth to 0.4 mb/d per month. So far, Saudi Arabia and the UAE have notably refused to increase production. The United States and its allies face a difficult question of how much political pressure to exert and where to compromise. Geopolitical tensions, for example relating to the conflict in Yemen, influence this relationship. The Iranian nuclear deal is another controversial point. The US has already spoken to Venezuela, indicating that Western sanctions on Russia may come at the cost of removing sanctions elsewhere.

The fifth bottleneck relates to politics within the EU

Finally, and most importantly, what is technically feasible might not be politically feasible. Notwithstanding infrastructure limitations, EU member states will need to display significant solidarity. Recent history does not bode well – at the beginning of the COVID pandemic, certain EU member states imposed a de facto export ban of protective equipment. Were Russian gas to stop flowing the effects would be highly idiosyncratic. There is a risk that countries with better supply might be unwilling to share scarce gas resources with countries in worse situations. Particularly regarding the synchronisation of storage fills and draws to prevent gas-disruptions anywhere in the EU, member states would need to closely

cooperate in a manner that will not be easy in an environment of rising energy prices. This risk is amplified by an inability to predict the length and severity of any shortage while, under worst-case scenarios, infrastructure constraints would call for anticipatory movements of volumes across borders. Similar questions will arise for oil markets. For example, the German government are currently exploring with Poland the potential for using the port of Gdansk (in Poland) to feed the Leuna and Schwedt refineries (in Germany).

All in all, over the next 12 months it will not be possible for the EU to replace each oil and natural gas molecule from Russia one-by-one. Therefore, a complementary and coordinated demand response mechanism is essential, both by switching to alternative fuel sources and by absolute reductions in final demand. This need contrasts strikingly with the approach deployed by most European governments so far of cutting taxes and subsidising consumption of energy, which will ultimately become too expensive and lead only to bidding wars across Europe.

Large demands for natural gas come from the power sector, the industrial sector and heating buildings. In the power sector, the primary option for reducing gas demand is fuel-switching. While in recent years the rising ETS price encouraged a switch from coal to gas-fired power generation, high gas prices have reversed this trend in previous months. There might be a potential for 270 TWh gas to be saved by switching to coal-fired power plants based on a comparison to coal output in 2019. Additionally, estimates suggest around 10% of gas-fired power plants could run on oil, saving another 90 TWh – although obviously placing strains on oil demand. Finally, extending the lifeline of three German nuclear plants set to close down at the end of this year could save 120 TWh.

While in the long-run an accelerated deployment of renewable technologies is the solution, timelines for projects to be approved and constructed limit short-run options. We estimate that rapid solar PV deployment could save 30 TWh. Meanwhile, faster deployment of heat pumps (achieving 3 million air-source heat pumps installed per year) has the potential to save 30 extra TWh yearly.

In reality, replacing gas in power production will face complexities. In certain regions and at certain times, gas-fired power plants remain the only option for balancing markets. The geographic positioning of power generation capacity

and load profiles of different sources mean that some gas demand will remain essential.

In the industrial sector, the only short-term option is demand curtailment. Industries with high consumption of gas are chemicals (particularly ammonia), non-metallic mineral products, basic metals, food & beverages and tobacco, coke and refined petroleum products, and paper. Industries such as Aluminium are acutely indirectly affected by natural gas price pass-through into power prices. Anecdotal evidence suggests rolling cuts at many plants since gas prices reached record levels in the second half of 2021. Steel and aluminium makers (top European smelter, Aluminum Dunkerque, has announced reduced production), silicon producers (Ferroglobe switched off two furnaces in Spain), chemicals (the biggest Italian manufacturer of AdBlue, an additive that reduces diesel vehicle emissions, announced a temporary closure months ago) and fertilisers have already reacted to high prices.

Beyond market-based curtailments, EU countries also have emergency plans which include forcing non-critical industries to shut down in emergency scenarios. Germany enacted the first phase of its plan in March and is holding discussions with industry to determine how “system relevant” they are. Simultaneously, the reduction of heating in commercial/office buildings and homes could also be mandated.

In the buildings sector, approximately 130 TWh gas consumption could be saved by a political campaign encouraging households to turn down their heating by 1 degree Celsius and implement quick energy efficiency fixes such as isolating windows and doors. To encourage this, European governments might consider giving money back to households by ‘paying them for saving’, giving households a payment based on their 2022 energy demand compared to their 2021 energy demand.

In the longer run, the potential for retrofitting and more substantial energy efficiency improvements in the buildings sector is vast and must be exploited. However, the required investments and physical works are too slow to provide a significant contribution in the near future.

As far as oil is concerned, the transport sector is the area where demand-side measures have the highest potential to reduce use. The IEA detailed these measures in 2018 and more recently explicitly outlined the ability of demand measures to reduce demand for Russian oil. Each IEA member must maintain a programme of demand reduction measures which are able to achieve a rapid drop in oil demand of 7%, and as much as 10% in the case of a severe supply shock – which a stop on the flow of Russian oil to the EU would be.

These measures are designed to have as little as possible negative effect on the economy and it is highly desirable that they be implemented before extraordinarily high oil prices destroy demand in a manner that will not be efficient from a societal welfare standpoint. Measures include a focus on public transport, such as making services free on weekends and campaigns to encourage car-sharing by employees, which businesses can be incentivised to support. Stricter measures such as restrictions on when certain vehicles can drive may be necessary. Governments should also liaise closely with freight companies to discuss options for route and fuel sharing.

In 2021, total EU oil imports amounted to 15 mb/d, of which 3.5 mb/d came from Russia. Of this 3.5 mb/d around a fifth (0.4 mb/d) could be displaced in just four months adopting quickly deployable measures. Given the nature of global oil markets, cooperation on this front from other IEA members, notably the USA, would be highly beneficial.

To conclude, it is possible to summarize the European short-term energy geopolitics issues as follows. The EU will be well able to replace supplies of Russian coal, and measures are already in place to do so by mid-August. However, switching supply away from Russia and potentially boosting coal demand to offset gas-fired production will have second-round effects on emerging and developing economies by pushing prices higher.

Europe can also manage without Russian oil supplies but significant coordination and logistical problems will have to be tackled. While ports can more readily switch suppliers, inland refineries dependent on the Druzhba pipeline require special attention and emergency planning. Similarly, action must be taken to alleviate pressure on key oil products, most pertinently diesel. Here, international

cooperation (with the USA) would be essential to make direct and indirect spare capacities available. Joint diplomatic efforts towards OPEC products can help. Short-term deficits can be met by large oil and product stockpiles, and by activating government plans to reduce demand significantly. A stop to oil imports from Russia will imply higher oil prices for Europe, but global markets will ensure Europe gets all the oil it is willing to pay for, and markets will ultimately rebalance.

For natural gas, a crisis-scenario would unfold, requiring improvisation and entrepreneurial spirit. The EU would not be able to replace about 50% of the imports coming from Russia and therefore demand for natural gas would need to contract by around 20% compared to 2021. This will require hard political, logistical and economic decisions to reduce demand in a coordinated manner. If done correctly, people will not freeze and black-outs will not be commonplace.

In all cases, the EU will pass through a short and painful period until markets adjust, while the effects on Russia will be devastating and long-lasting. Moreover, if measures are accompanied by renewed impetus for the transition towards zero-carbon energy sources then Russia's leverage over EU energy supplies will disappear forever.

3. THE LONGER-TERM PERSPECTIVE: THE GEOPOLITICS OF THE EUROPEAN GREEN DEAL

While the EU focuses on the historical energy challenges brought by the Russian invasion of Ukraine, it also needs to identify and mitigate the longer-term geopolitical challenges arising from its green transformation. Such challenges are indeed multiple, as it will be now illustrated.

To make Europe climate neutral by 2050, the European Green Deal has to pursue one main goal: to reshape the way energy is produced and consumed in the EU. The production and use of energy across economic sectors indeed account for more than 75 percent of the EU's GHG emissions.

Today, almost three-quarters of the EU energy system relies on fossil fuels. Oil dominates the EU energy mix (with a share of 34.8 percent), followed by natural

gas (23.8 percent) and coal (13.6 percent). Renewables are growing in share but still play a more limited role (13.9 percent), as does nuclear (12.6 percent).

Should the European Green Deal be successfully implemented, this situation will be upturned by 2050. But change will not happen overnight. According to European Commission's projections, fossil fuels are due to still contribute to half of the EU's energy mix in 2030. But fossil fuels differ in their pollution intensity. The role of coal – the most polluting element in the energy mix – has to be substantially reduced by 2030, while oil and especially natural gas can be phased out later to achieve the climate targets. It is between 2030 and 2050 that most of the change for oil and gas is due to happen. Within this timeframe, oil is expected to be almost entirely phased-out, while natural gas is expected to contribute just to a tenth of the EU energy mix in 2050.

According to this evolution of the energy mix produced by the European Commission, which in itself is controversial and not debated here, EU imports of coal are expected to decrease by 71-77 percent between 2015 and 2030, while imports of oil will drop by 23-25 percent and imports of natural gas by 13-19 percent – depending on the scenario. Beyond 2030, oil and natural gas imports are expected to dramatically shrink – with oil imports down 78-79 percent and natural gas imports down 58-67% compared to 2015.

This profound transformation of the EU energy system is set to have a wide variety of geopolitical repercussions. These can be grouped into four distinct channels: i) Repercussions for oil and gas producing countries in the EU neighbourhood; ii) Repercussions on global energy markets; iii) Repercussions for European energy security; and iv) Repercussions on global trade, notably via carbon border adjustment measures.

First, repercussions on oil and gas producing countries in the EU neighbourhood

Discussions on the potential repercussions of global decarbonisation naturally focus on the impacts that a reduced need for oil and gas in large markets can have on producing countries. For Europe, this is notably the case of its major gas

suppliers from the MENA region to the Caspian and Central Asia, that base their economies on the fossil fuels rent, and mostly export their fossil fuels to Europe.

The anticipated decline of EU imports of oil and gas will have an almost immediate effect as it will decrease investment in new fossil fuel infrastructure and even reduce maintenance efforts for existing infrastructure. This is despite the fact that, as noted above, the EU is expected to keep importing oil and natural gas at more or less unchanged scale for at least another decade. It is important to note that – as far as gas is concerned – in the 2030 timeframe Europe's main energy supplier – Russia – could even benefit from the European Green Deal, as a coal-to-gas switch is necessary to quickly curb emissions in the EU energy sector. The temporary role of natural gas as a transition fuel in the continent is likely to increase.

It is also important to outline a different, potential, long-term impact of the European Green Deal on the neighbourhood: a possible surge in green electricity and green hydrogen trade.

One of the major drivers to deliver the European Green Deal will be electrification. To meet its increasing need for renewable electricity, Europe might well resort over the next decades also to the import of solar and wind electricity from neighbouring regions that due to their natural endowment are particularly fit for that purpose. This is especially the case of the MENA region, which benefits from one of the best solar irradiations in the world, as well as with world-class wind energy locations. While these renewable resources will primarily be exploited to meet MENA countries' own rapidly growing energy demand, there might well be a case for future exports to Europe. Decreasing generation and transport technology costs might indeed allow economies of scale that have so far prevented the realisation of such cooperation schemes.

While renewable electricity is expected to decarbonise a large share of the EU energy system by 2050, hydrogen is increasingly seen as a way to decarbonise parts of the energy system electricity cannot reach. This is the reason why the EU has launched a hydrogen strategy in the context of the European Green Deal, aimed at developing 40 gigawatts (GW) of renewable hydrogen electrolyzers by

2030. Considering North Africa's renewable energy potential and geographic proximity to Europe, the region is being considered as a potential supplier of cost-competitive renewable hydrogen to Europe. Germany, for example, has recently launched a cooperation with Morocco for the development of Africa's first industrial plant for green hydrogen - with intention of future exports to Germany.

Future imports of renewable electricity or green hydrogen from MENA countries (or other neighbours, such as Ukraine) could lead to new energy security concerns, which will have to be mitigated with proper diversification.

Second, repercussions for global energy markets

Given the size of the European economy, the European Green Deal is also likely to have repercussions for global energy markets. Today, Europe indeed represents the second oil importing region in the world after Asia Pacific.

The fall in global oil demand resulting from Europe's transition to clean energy will have an impact on the global oil market, notably by depressing prices. The extent of the price decline will, of course, also depend on other countries' decarbonisation trajectories. Should Europe be the only one significantly cutting oil consumption and other countries continue to rely on fossil fuel in their growth, markets and demand in Asia, Latin America and Africa might partially – and temporarily – counterbalance Europe's withdrawal. But overall, Europe's global share in oil imports is so significant that general equilibrium effects are likely to lead to a sizeable reduction in the value of the oil assets.

Oil producers will be differently affected depending on their economies' concentration on oil export, as well as their breakeven oil price. For instance, Saudi Arabia and Iraq can produce oil relatively cheaply, not needing a price of more than approximately USD 30 per barrel to break even, while countries like Venezuela and Nigeria have higher break even prices.

Low-cost oil producers, such as Saudi Arabia, are thus better positioned to deal with declining global oil prices resulting from the European Green Deal. In the

medium term, they might even increase their market share, as high-cost producers will be kicked off the market.

However, even low-cost oil producers will feel the impact of declining prices. With this regard, it is important to remind that already at the current oil price of USD 40 per barrel, Saudi Arabia's budget deficit is at 12% of GDP. This implies that economic diversification away from the oil rent is a must for all oil exporting countries, albeit to different degrees.

Third, repercussions for Europe's energy security.

In Europe, energy security has traditionally been associated with the need to ensure sufficient oil and gas supply in the short term. Being poorly endowed with domestic resources, the EU has to import 87 percent of the oil and 74 percent of the natural gas it consumes. Moreover, being reliant on a limited number of suppliers, the EU has developed over-dependency concerns. This has particularly been the case for natural gas, given its rigidities due to the reliance on pipeline infrastructure and long-term contracts. These features contrast with the flexibility of the global oil market in which bilateral dependencies are limited due to a global transport infrastructure (oil tankers).

Europe's core energy security concern is now to cut its dependence on Russian energy. However, the European Green Deal can also create new energy security risks, most notably from the import of minerals and metals underpinning the manufacturing of solar panels, wind turbines, LEDs, Li-ion batteries, fuel cells or electric vehicles. Minerals and metals that have particular properties, and that currently have few to no substitutes.

While some of these minerals and metals are widely available across the world and are relatively easy to mine, others are either geographically concentrated in a few resource-rich countries, or treated and processed in a few countries. Europe itself has no significant mining and processing capacities of these critical raw materials. For instance, it produces only around 3 percent of the overall raw materials required in Li-ion batteries and fuel cells.

In 2011, the European Commission produced a first list of critical raw materials, which has been updated every three years. It currently enlists 27 materials that are judged critical because of their importance for the high-tech and green economies, because of their scarcity, and/or because of the risk of supply disruption.

China is a leading producer and user of a majority of critical raw materials. The import of rare earths from China is probably the most critical issue in this area, also given the fact that Europe does not have any mining or processing activity of these important minerals.

For Europe, the situation of dependency on China is set to further increase in the future as demand for green technologies will increase. Just to provide an example, the JRC estimates that the EU's annual critical raw material demand for wind turbines will increase between 2 and 15 times over the next three decades. Overall, the EC expects Europe's demand for raw materials to double by 2050.

Fourth, repercussions for global trade, notably via carbon border adjustment measures

Taxing the carbon content of domestic production without taxing imports in a broadly similar way would disadvantage domestic production. The incentive for consumers would be to continue buying the same products but shift to suppliers from abroad instead of switching to more efficient domestic producers. In line with a group of more than 3,000 distinguished American economists, the European Commission has therefore proposed to introduce border carbon adjustment. The rationale of the proposal is clear: if Europe puts in place a stringent climate policy while other parts of the world do not, there is a risk that emissions-intensive companies might leave the EU with its high emission prices, and relocate to places with significantly lower or no emission prices. This leakage issue is set to become more relevant with the EU pursuing a more ambitious climate policy, even if the exact order of magnitude of the issue is unclear.

A carbon border tax would have a double aim: i) Preventing carbon leakage by ensuring that all goods consumed in the EU, whether imported or produced domestically, are treated the same; ii) Incentivising other countries across the

world to also decarbonise, thereby contributing to the permanence of the climate coalition. This would be achieved by putting a tax or tariff on the emissions embedded in imported products. In addition, EU exporters might reclaim the cost of the emissions embedded in their products to ensure that European companies are not at a competitive disadvantage when selling abroad. Given that already now, the EU imports significantly more CO₂ than it exports, the issue of carbon leakage cannot be ignored.

Yet, introducing a carbon border tax represents a substantial practical and political challenge – and indeed no country in the world has so far adopted it. Such an initiative indeed presents two main difficulties. The first, of technical nature, relates to the difficulty of calculating the emissions content of imports, as all emissions along the entire value chain would need to be considered. The second, of geopolitical nature, relates to the risk of potential retaliations from trade partners. President von der Leyen made clear that a carbon border tax should be compatible with the rules of the World Trade Organisation (WTO), to ensure that countries cannot retaliate based on WTO rules.

But even if the carbon border tax is safeguarded against formal objections, trade partners might still perceive it as overreach and threaten or adopt retaliatory measures. After all, this already happened in 2012, when the EU directive on aviation emissions went into effect. The directive substantially entailed a form of carbon border adjustment, by extending the EU emissions trading system (ETS) to the aviation sector. A group of 23 countries – including the United States, China, India, Japan, Russia – strongly opposed the EU move and came up with a list of retaliatory measures they would have taken should the EU not withdraw the directive. As a result of this strong reaction, and in view of some developments in international negotiations on emissions controls, the EU withdrew the measure for intercontinental flights.

International reactions to the introduction of an EU carbon border tax are likely to be profoundly diverse. Countries putting a strong emphasis on the climate problem are likely to be supportive of the initiative, and potentially replicate it. On the other hand, countries that export emissions-intensive goods to Europe are likely to oppose it.

To conclude, it is important to outline that the EU needs to wake up to the geopolitical risks of the European Green Deal and prepare a foreign policy strategy to manage them. This strategy needs to include both actions to manage the direct geopolitical repercussions of the European Green Deal, and actions to foster EU global green leadership.

Measures in the first category would primarily involve helping neighbouring oil and gas-exporting countries prepare for EU decarbonisation. The EU should work with these countries on their economic diversification, including into renewable energy and green hydrogen that could in future be exported to Europe. The EU must also improve the security of its critical raw materials supply and limit dependence, first and foremost on China. Essential measures include greater supply diversification, increased recycling volumes and substitution of critical materials. Finally, the EU must work with the United States and other partners to establish a “climate club”, whose members will apply similar carbon border adjustment measures. All countries, including China, would be welcome to join if they commit to abide by the club’s objectives and rules.

To be the global leader in climate action, the EU should aim to become a global standard-setter for the energy transition, particularly in hydrogen and green bonds. Requiring compliance with strict environmental regulations as a condition to access the EU market will be strong encouragement for all trade partners to go green. Furthermore, the EU should export the European Green Deal through sustainable energy investment in developing countries. This in any case makes economic sense, as developing countries have lower marginal emissions abatement costs than European countries, it would help EU companies enter rapidly growing markets, and it would boost economic development and diversification in partner countries, providing an invaluable foreign policy dividend for the EU. Furthermore, the EU should promote global coalitions for climate change mitigation, for example through a global coalition for the permafrost and a global coalition for CO₂ emissions removal. Such initiatives would fund global common goods that require international cooperation.

Together, these actions make up a foreign policy framework for the European Green Deal. They respond to the geopolitical challenges other countries are likely

to face from the Green Deal and from increasing global warming more generally, and offer ways to expand the decarbonisation push beyond the EU – which will be a necessary to the European Green Deal's success.

Seis historias de geopolítica y renovables en el Mediterráneo y América Latina

Gonzalo Escribano y Lara Lázaro-Touza***

Frente a la razón pura físico-matemática hay (...) una razón narrativa. Para comprender algo humano, personal o colectivo, es preciso contar una historia. Este hombre, esta nación hace tal cosa y es así porque antes hizo tal otro y fue de tal otro modo.

Historia como sistema, Ortega y Gasset

Resumen

La dimensión geopolítica de la transición entre un régimen energético fósil y otro renovable viene recibiendo una atención académica y política creciente. Una forma de explorar las implicaciones geopolíticas de las renovables es mediante el estudio de casos en contextos tan diferentes como América Latina y el Mediterráneo, pero las dos relevantes para España. El artículo explora tres aspectos de la compleja interacción entre geopolítica y energías renovables en ambas regiones: los flujos transfronterizos de hidroelectricidad, los de otras renovables modernas, y el potencial del hidrógeno verde. Compone así un conjunto de seis historias sobre la hidroelectricidad en el Nilo y el Paraná, los intercambios eléctricos renovables México-Estados Unidos y la inexistencia de los euromediterráneos, así como el potencial del hidrógeno verde en Chile y Marruecos.

Palabras clave: geopolítica, energías renovables, América Latina, Mediterráneo.

1. INTRODUCCIÓN

La transición entre un régimen energético basado en los combustibles fósiles y otro mayoritariamente electrificado y con base renovable supone una transición geopolítica paralela a la energética. También una modesta y gradual

* Departamento de Economía Aplicada, UNED; Programa de Energía y Clima, Real Instituto Elcano.

** Centro de Enseñanza Superior Cardenal Cisneros, adscrito a la UCM; Programa de Energía y Clima, Real Instituto Elcano.

reorientación de la literatura académica y la literatura gris (informes, estudios, estrategias, etc...), todavía dominada por las narrativas y marcos de geopolítica del gas y el petróleo, hacia la exploración de las nuevas geografías políticas de la transición energética. Este debate aborda grandes cuestiones como la conformación de comunidades de red transnacionales, el impacto de las renovables sobre la seguridad energética, la geopolítica del cambio climático, la descarbonización, o cómo afectará a los equilibrios y rivalidades internacionales la distribución de ganadores y perdedores resultante de la transición (Scholten, 2018; Vakulchuk, Overland y Scholten, 2020; Escribano, 2020).

Este artículo propone un enfoque diferente: explorar la interacción entre geopolítica y energías renovables con la ayuda de seis historias que, aunque suceden en contextos muy diferentes, pueden ayudar a desentrañar la naturaleza de una relación compleja. Aunque la respetabilidad de los métodos narrativos solamente ha sido reconocida recientemente por los economistas (Akerlof, 2020; Shiller, 2017), es muy apreciada desde hace tiempo por los académicos dedicados al estudio de la estrategia (Freedman, 2013: cap. 38). En concreto, estos relatos pueden ayudar a elucidar la naturaleza de las barreras e impulsores geopolíticos de las renovables, así como en qué medida las renovables actúan como impulsores o barreras de un régimen geopolítico más cooperativo. El Mediterráneo y América Latina ofrecen un buen número de historias¹ destacables, pero este artículo se concentra en las fuentes renovables relacionadas con la electricidad (incluyendo el hidrógeno verde), sus infraestructuras asociadas y sus implicaciones geoestratégicas.

El artículo comienza con una contextualización de la geopolítica de las renovables en el Mediterráneo y América Latina, explicando someramente las diferencias regionales y su respectiva proyección global. A continuación, se exploran tres dimensiones de la interacción bidireccional entre geopolítica y renovables: los flujos transfronterizos de hidroelectricidad (los más importantes hoy entre

¹ Por ejemplo, ambas regiones disponen de abundantes recursos renovables, varios países en América Latina considerados destinos atractivos para las inversiones en transición energética (BNEF, 2021) y ambas regiones tienen países (Chile, Marruecos) con compromisos climáticos que nos acercaría al límite superior de los objetivos del Acuerdo de París (<2 °C), si el resto de los países hicieran esfuerzos similares (Climate Action Tracker, 2021).

los renovables), los intercambios eléctricos de otras tecnologías renovables, y las implicaciones del hidrógeno verde. Para ilustrarlas se cuentan seis historias sobre la hidroelectricidad en el Nilo y el Paraná, los intercambios eléctricos renovables México-Estados Unidos, la curiosa inexistencia de los euromediterráneos, y el potencial del hidrógeno verde en Chile y Marruecos. En la selección se ha primado la proximidad a la geopolítica española, por lo que dos de ellas afectan a las relaciones hispano-marroquíes². Las conclusiones resumen los resultados del análisis y recogen unas consideraciones finales.

2. CONTEXTO GEOPOLÍTICO Y ENERGÍAS RENOVABLES EN EL MEDITERRÁNEO Y AMÉRICA LATINA

Desentrañar la bidireccionalidad de la relación entre geopolítica y energías renovables es una tarea complicada. La geopolítica se define como “el análisis de la interacción entre, por un lado, escenarios y perspectivas geográficas y, por otro, procesos políticos” (Cohen, 2015: p. 16). Desde una perspectiva de economía política internacional de la energía, puede concebirse el comportamiento geopolítico como aquel que tiende a producirse ante vacíos o fallos de gobernanza, pudiendo por tanto ser corregido con su mejora (Escribano y Valdés, 2017). Combinando ambos enfoques, la relación de la geopolítica con las energías renovables se produce en un doble sentido. En un primer sentido, el contexto geopolítico influye en el despliegue de las energías renovables y su integración transfronteriza, obstaculizándolos en caso de conflicto (barreras geopolíticas a las renovables) o facilitándolo si prevalece un clima de cooperación (impulsores geopolíticos a las renovables). En sentido contrario, el régimen renovable emergente tiene el potencial de transformar el paisaje geopolítico basado en los combustibles fósiles, liberarse de la dependencia de su senda, y contribuir a un sistema energético más cooperativo y sin los fallos de gobernanza que aquejan a su predecesor (impulsores renovables a la cooperación); alternativamente, en

² Incidentalmente, la redacción de este artículo ha coincidido con un eventual realineamiento de la postura oficial de España sobre el Sáhara Occidental. Los autores quisieran aclarar que en él se exponen exclusivamente sus conjeturas académicas, las cuales no representan necesariamente la opinión de las instituciones a las que pertenecen, ni en este ni en ningún otro asunto; en cambio, asumen que esta nota se interprete como un *nudge* geopolítico para el lector.

ausencia de mecanismos de gobernanza adecuados, la transición energética puede suponer nuevas vulnerabilidades y percepciones de dependencia que degeneren en una *securitización* de las renovables (barreras de las renovables a la cooperación).

El Mediterráneo y América Latina ofrecen ejemplos en ambas direcciones para comprender las interrelaciones entre renovables y geopolítica. La geopolítica influye en la integración eléctrica y de los recursos renovables en las respectivas matrices energéticas en las dos regiones, los cuales ofrecen un gran potencial. Evidentemente, las diferencias asociadas a la geografía son destacables, como la posición relativamente periférica de América Latina frente a la axial del Mediterráneo, o sus diferencias en la dotación de recursos renovables; por ejemplo, la gran capacidad hidroeléctrica de América del Sur (solamente comparable a la de Egipto), la abundancia de agua y el importante papel que juegan la biomasa y los biocombustibles. Pero donde ambas regiones más difieren es en su contexto geopolítico, como se expone brevemente en el resto de esta sección.

La ribera sur del Mediterráneo abarca geográficamente la vecindad meridional de la Unión (UE), desde el Magreb hasta el Mashrek (Norte de África y Oriente Próximo, en términos europeos). Se solapa con Oriente Medio, la región geopolítica introducida por Mahan a principios del siglo XX que incluye el golfo Pérsico, y se proyecta desde Turquía hasta el mar Negro y el Cáucaso Sur. Se suelen distinguir dos subregiones geopolíticas: el Mediterráneo Oriental y el Occidental. Aunque las definiciones varían, en el sur el Mediterráneo Occidental comprende al oeste las dinámicas magrebíes (incluyendo a Libia en el caso del Gran Magreb); y al este las del Mashrek y las propias de Turquía. Ambas se ven influidas por sus vecindades meridionales: el Magreb se ve más afectado por la inestabilidad del espacio saheliano y el Mashrek por la del golfo Pérsico. Se trata de un complejo fronterizo (*border complex*; Ferrer-Gallardo, 2008) ampliado norte-sur y sur-sur que incluye fronteras integradas y en conflicto, a veces de manera simultánea y en diferentes ámbitos, e incluso geografías disputadas que afectan a la energía y a la integración transfronteriza de las renovables.

Pese a la convulsión de las primaveras árabes, la región sigue plagada de regímenes autocráticos más o menos iliberales, y únicamente Israel cuenta con un régimen democrático homologable. Esta predominancia de líderes autocráticos que se

perpetúan en el poder dota de gran consistencia temporal a las alianzas y rivalidades regionales, lo que en la jerga diplomática suele calificarse con el eufemismo de “estabilidad dinámica” (por inestabilidad estructural). En suma, la ribera sur del Mediterráneo es una de las regiones clave de la geopolítica mundial, en parte por su influencia en los mercados de petróleo y gas, pero sobre todo por ser un foco constante de inestabilidad con proyección sobre la seguridad global³. La transición energética, especialmente la europea por su proximidad e implicaciones directas, supone la alteración de unos equilibrios geopolíticos ya frágiles (Overland *et al.*, 2019), y la Agencia Internacional de la Energía (2021) advierte de la fuerte reducción de la demanda de petróleo y la consiguiente reducción de ingresos de los productores en un escenario de neutralidad carbónica a 2050.

En cambio, la abundancia de recursos renovables de la región y su cercanía a Europa la han convertido en la candidata ideal a completar y diversificar una matriz energética descarbonizada para la UE. Mackinder (1942/1943: p. 605), padre fundador de la geopolítica (y de la London School of Economics) ya advirtió hace décadas, aunque fuera en una nota a pie de página, que “algún día, cuando el carbón y el petróleo se agoten, el Sáhara puede convertirse en la forma de capturar la energía directa del Sol”. De hecho, los intercambios renovables euromediterráneos concentran buena parte de la literatura de los últimos años sobre el tema, en parte por la multitud de publicaciones sobre la fallida iniciativa Desertec (*vid. infra*).

América Latina tiene un contexto y proyección geopolíticas muy diferentes. Es el Extremo Occidente (Rouquié, 1987), situado en los márgenes de la geopolítica mundial y en la vecindad de una hiperpotencia como Estados Unidos, pero sin una frontera fragmentada ni compartida geográficamente. Sus rivalidades regionales no alcanzan la intensidad de las de las riberas sur y este del Mediterráneo, y tampoco sus conflictos ni por tanto su influencia sobre la geopolítica mundial. América Latina ha sido una región relativamente pacífica (Mares, 2003), especialmente en comparación con la ribera sur del Mediterráneo durante el siglo XXI. En consecuencia, la geopolítica latinoamericana tiene

3 La literatura sobre la geopolítica de la energía en la región es muy extensa: véase por ejemplo la monografía sobre Oriente Medio y Norte de África editada por Jalilvand y Westphal (2018), y Escribano (2018b y 2019) sobre el Mediterráneo y el Magreb.

un alcance predominantemente regional, con países axiales que se enfocan en alianzas regionales para superar a sus rivales: México en el espacio mesoamericano y Brasil en América del Sur (Comini y González, 2017). Es común criticar a los gobiernos latinoamericanos por su ausencia en los grandes asuntos de la política global y su ensimismamiento en unas rivalidades regionales que lastran su propia integración, así como la proyección internacional de la región (Malamud, 2018; Stuenkel, 2020).

Nolte y Wehner (2015) argumentan que, desde la década de 1990, América Latina ha reducido su marginalidad en la política internacional y su visión geopolítica se ha vuelto más amplia. La pérdida de centralidad de Estados Unidos en la región ha dejado espacio a nuevos actores además de Europa, principalmente China y ocasionalmente Rusia, ambos con el foco en la explotación de los recursos naturales. Sin embargo, las alianzas políticas regionales siguen configurando el panorama geopolítico latinoamericano, equilibrando la influencia de Brasil (Mercosur) y México (Alianza del Pacífico, proyecto Mesoamérica), y antes la de Venezuela (ALBA). Finalmente, América Latina está constituida en su mayoría por democracias sometidas a ciclos políticos, por lo que los equilibrios geopolíticos son más fluidos y las alianzas regionales más cambiantes que en el Mediterráneo.

En el plano energético, el tema más conflictivo es el papel de Venezuela y la geopolítica del neoextractivismo latinoamericano de sus aliados. Pero su influencia se limita en gran medida a los combustibles fósiles; de hecho, Venezuela es uno de los grandes perdedores potenciales de la transición (Overland *et al.*, 2019). América Latina ha atraído menos la atención de la literatura sobre la geopolítica de la transición energética que el Mediterráneo, pese a ofrecer casos de flujos renovables transfronterizos tan característicos como el de la presa de Itaipú binacional y sus exportaciones, o las exportaciones de electricidad renovable mexicanas a Estados Unidos, aunque sí ha despertado interés su potencial en hidrógeno verde.

La falta de integración energética regional, especialmente en el sector eléctrico, es quizás la razón geopolítica más destacada que impide el despliegue transfronterizo de renovables. Esa integración también se ve obstaculizada en ocasiones por grandes divergencias de política energética y económica entre países vecinos,

pues hay consenso en que el principal obstáculo para las renovables en la región son las políticas poco atractivas que, en algunos países, se extienden más allá del sector renovable, como la aversión a las inversiones extranjeras directas o los requisitos de contenido nacional. Las políticas energéticas y económicas son probablemente el mejor predictor del desarrollo renovable en América Latina: países relativamente más abiertos como Chile y Brasil lideran, mientras que los países más intervencionistas fracasan (Viana, 2020).

Esta rápida panorámica muestra, de un lado, una ribera sur del Mediterráneo estructuralmente inestable, marcada por rivalidades estratégicas existenciales entre regímenes en su mayoría autocráticos, con numerosos conflictos abiertos entre sí, y con una proyección global en sus dinámicas geopolíticas con Europa, el golfo Pérsico y el Sahel. Por el contrario, América Latina tiene una posición periférica y no supone amenazas graves para la seguridad internacional. Las rivalidades regionales tampoco plantean conflictos existenciales, pero sí suponen obstáculos para la integración energética regional, y por tanto para la de las renovables. Aunque sometida a los ciclos políticos propios de las democracias, América Latina es por ello más estable y menos propensa al conflicto a largo plazo.

3. HISTORIAS DE GEOPOLÍTICA Y RENOVABLES: FLUJOS TRANSFRONTERIZOS, HIDRÓGENO VERDE Y MINERALES DE TRANSICIÓN EN AMÉRICA LATINA Y EL MEDITERRÁNEO

Las diferencias geopolíticas resumidas en la sección anterior hacen muy difícil el análisis comparado a nivel agregado, pues uno de sus principios inviolables es que los objetos de dicho análisis sean comparables. Y aunque ambas regiones cuentan con una gran dotación de recursos renovables, su base de recursos por fuentes es diferente, como también lo son sus políticas energéticas y climáticas. Todo ello dentro de una gran variabilidad regional, por ejemplo, entre Marruecos y Argelia o Venezuela y Brasil. Pero las diferencias de contexto pierden peso conforme se desciende desde el nivel de análisis macro de las grandes estrategias geopolíticas al nivel meso de los casos de estudio concretos. Por ejemplo, el contexto geopolítico de las relaciones entre México y Estados Unidos es muy diferente al de las hispanomarroquíes o euromediterráneas, por lo que una comparación agregada

de tales relaciones globales puede resultar forzada y poco provechosa. En cambio, explorar los intercambios eléctricos existentes a través de esas fronteras sí puede ayudar a comprender las limitaciones y oportunidades geopolíticas de los flujos transfronterizos de electricidad renovable.

3.1. Flujos transfronterizos de electricidad renovable (I): geopolíticas de la hidroelectricidad en el Nilo y el Paraná

Aunque el énfasis reciente de la geopolítica de las renovables se pone en las tecnologías solar y eólica, la hidroelectricidad es un buen punto de partida para explorar el comercio transfronterizo de electricidad renovable y sus implicaciones geopolíticas; especialmente dada la escasez de los demás flujos transfronterizos de energía renovable en ambas regiones. Además, tanto la hidroelectricidad como las otras fuentes renovables están sometidas a la geopolítica de la electricidad, que también interesa introducir. De hecho, es difícil hoy discernir qué parte de los intercambios eléctricos transfronterizos son físicamente de origen renovable. No obstante, el carácter centralizado de la hidroelectricidad lo diferencia de las renovables modernas en sus impactos geoestratégicos. Los dos casos con mayor carga geopolítica son la presa de Itaipú y la construcción de la presa del Gran Renacimiento etíope aguas arriba de la egipcia de Asuán.

El Nilo se ha utilizado para generar electricidad desde hace más de un siglo: la presa baja de Asuán se completó en 1902 y la presa alta se construyó entre 1960 y 1970. Aunque la motivación de la presa alta fue ampliar por irrigación la superficie cultivable de Egipto, en el momento de su apertura generó más de la mitad de la electricidad del país, porcentaje que ha caído en la actualidad a menos del 5 %. En 1929, con apoyo británico, Egipto se garantizó un acceso especial al Nilo y el derecho de veto sobre cualquier proyecto aguas arriba. Cuando Sudán se unió al acuerdo en 1959, Egipto se reservó dos tercios de su flujo a expensas de los otros países ribereños. Las necesidades económicas, energéticas y agrícolas de los países excluidos llevaron a la creación en 2010 de la Red de Cooperación de la Cuenca del Nilo, que incluía la construcción en Etiopía de la Gran Presa del Renacimiento etíope a pocos kilómetros de la frontera con Sudán. Egipto y Sudán mostraron su oposición, y Egipto amenazó con bombardearla. En 2015 se firmó un

acuerdo sobre principios básicos y la tensión tendió a remitir, pero persisten serias diferencias respecto a la tasa de llenado de los embalses, que depende de estudios de impacto ambiental y económico muy conflictivos. Solo llegar a un acuerdo para realizarlos, incluida la selección de expertos, resultó extremadamente difícil. A pesar de que la población etíope tiene uno de los peores niveles de pobreza energética y acceso a la electricidad del mundo (la tasa de electrificación es del 24 %), el Gobierno quiere convertir al país en el mayor exportador africano de electricidad gracias a la nueva represa, reproduciendo problemas de gobernanza energética propios del régimen fósil, como el “rentismo”, la enfermedad holandesa⁴ y la propensión a los conflictos (FOI, 2016).

La energía hidroeléctrica fue también la primera tecnología renovable “moderna” en América Latina y sigue siendo la principal fuente de generación en varios países. La gestión de represas binacionales y cuencas transnacionales con fines hidroeléctricos constituyen los principales casos de cooperación renovable transfronteriza. En consecuencia, es la primera fuente potencial de comportamiento geopolítico en la región, ya sea para el conflicto o la cooperación (o ambos a la vez). También es conocido el daño que causan las presas al medio ambiente y a las poblaciones indígenas. Aunque los conflictos socioambientales suelen tener una dimensión doméstica, ya sea en la Amazonía brasileña (Tucuruí y Balbina), Chile (Bio Bio) o Colombia (Arru), los proyectos binacionales sufren los mismos obstáculos, como muestran los casos de las presas de Yaciretá (Argentina-Paraguay) e Itaipú (Paraguay-Brasil) (Vainer y Nuti, 2008). Esto ha puesto en tela de juicio sus credenciales verdes e introducido a los actores antipresas en la geopolítica hidroeléctrica de Brasil, especialmente en la Amazonía (Atkins, 2020).

América del Sur tiene el segundo mayor número de represas propuestas, planificadas y en construcción en cuencas transfronterizas (354), solo después de Asia, especialmente en Brasil y la región andina (De Stefano *et al.*, 2017). Su desarrollo está cambiando por las inversiones impulsadas por los bancos de

⁴ Cuando un aumento en los ingresos en divisas debido a un auge en la exportación de gas o petróleo (u otros recursos naturales) no es acompañado de políticas de esterilización de saldos que prevengan la inflación y la pérdida de competitividad de los sectores de bienes comercializables; en el caso de Holanda supuso la apreciación del florín, el aumento del sector público y un proceso acelerado de desindustrialización.

desarrollo de China y Brasil (Gerlak *et al.*, 2020), pero siempre han sido utilizadas en la región para canalizar la cooperación. El caso más conocido es la de Itaipú Binacional sobre el río Paraná, en operación desde 1985, que abastece alrededor del 70 % de la demanda eléctrica de Paraguay y casi el 20 % de la de Brasil, y era la más grande del mundo hasta que la presa de las Tres Gargantas en China la superó en 2012. Su construcción concluyó una larga disputa territorial entre Brasil y Paraguay entre las décadas de 1750 y 1960, que incluyó la ocupación por tropas brasileñas del territorio en disputa en 1965. Para evitar una confrontación militar, Estados Unidos intervino como mediador para que Brasil y Paraguay firmasen el Acta de Iguazú para la explotación hidroeléctrica conjunta del Paraná. La construcción de Itaipú también requirió la firma de un Acuerdo Tripartito de 1979 entre Brasil, Paraguay y Argentina estableciendo los niveles y las variaciones hídricas permitidas en los diferentes proyectos hidroeléctricos para los tres países.

Sin embargo, dadas las asimetrías de poder regionales, se ha argumentado que la construcción de Itaipú ayudó a que Paraguay quedara bajo la esfera de influencia de Brasil, así como a la marginación de Argentina, transformando el panorama geopolítico del Cono Sur (Blanc, 2018). Itaipú Binacional es el principal caso de cooperación eléctrica en América del Sur y su flujo transfronterizo de electricidad más importante, incluida una línea de transmisión de corriente continua de alto voltaje (HVDC) que une Brasil, Argentina y Uruguay. A pesar de los sucesivos tratados, se siguen discutiendo costes compartidos, precios y soberanía. Brasil interpreta que Paraguay está obligado a entregar toda la electricidad que el país no consume a la brasileña Eletrobras, mientras que Paraguay quiere venderla a terceros (ya sean empresas argentinas u otras brasileñas) y discute los precios. En 2009 se firmó un nuevo acuerdo con precios más altos y permite a Paraguay negociar su excedente con otras empresas brasileñas y con terceros mercados a partir de 2023.

Los dos casos precedentes pueden considerarse ejemplos, aunque impuros e imperfectos, de cómo los recursos renovables pueden impulsar la cooperación y tener beneficios geopolíticos compartidos (Itaipú); o de cómo por el contrario pueden llevar al conflicto, incluso armado, cuando la ausencia de mecanismos de gobernanza implica barreras geopolíticas que imposibilitan la cooperación en flujos de energías renovables (Nilo Azul). Dado que es frecuente asimilar la

hidroelectricidad con una senda energética centralizada, no es de extrañar que replique algunos de los fallos de gobernanza de tales sistemas centralizados (regresividad, “rentismo”, enfermedad holandesa...). Hay que aclarar que estos problemas no aquejan a las renovables modernas como la eólica o la fotovoltaica, menos cuanto más descentralizada se la senda de descarbonización seguida. Pero el caso de Itaipú, con todos sus problemas, ha contribuido a resolver una disputa territorial enquistada gracias a una gobernanza cooperativa y plantea menos riesgos geopolíticos que las presas sobre el Nilo.

3.2. Flujos transfronterizos de electricidad renovable (II): de Baja a California y el extraño caso de las exportaciones renovables euromediterráneas desaparecidas

Dos casos bien diferentes, por la escasa magnitud de sus flujos y peso en el contexto geopolítico en comparación con los anteriores, son los intercambios transfronterizos de electricidad renovable entre México y Estados Unidos, sobre todo entre Baja California y el área de San Diego, así como el potencial irrealizado de los euromediterráneos.

Las exportaciones mexicanas de electricidad renovable hacia Estados Unidos se explican por el cambio en las carteras de generación producido por la transición energética en América del Norte. Este cambio supone un impulsor del comercio de electricidad renovable, como muestran las exportaciones canadienses de hidroelectricidad. Ese impulso renovable fue reforzado por la cooperación en 2009, cuando los presidentes Obama y Calderón fortalecieron la cooperación bilateral en energía y clima mediante el establecimiento del Marco Bilateral México-Estados Unidos sobre Energía Limpia y Cambio Climático, que incluía un Grupo de Trabajo Transfronterizo sobre Electricidad. En 2016, Estados Unidos, Canadá y México se comprometieron a aumentar las fuentes de electricidad descarbonizadas. El interés en los intercambios de electricidad renovable se estancó durante la presidencia Trump y luego por la contrarreforma energética mexicana de López Obrador. El sistema eléctrico estadounidense está muy interconectado con Canadá, con el que está sincronizado por más de 30 interconexiones importantes. En cambio, aunque el comercio bilateral de electricidad se remonta

a 1905 apenas hay unas pocas interconexiones transfronterizas comerciales con México, y solamente las de California están completamente sincronizadas.

México exporta electricidad a California desde un puñado de generadores, incluidos varios parques eólicos, para abastecer el área de San Diego. Baja California tiene abundantes recursos eólicos, solares y geotérmicos, y podría utilizar más sus dos clústeres de interconexión sincronizados de 800 MW con California. México exporta toda la capacidad de transferencia en Tijuana, mientras que importa la mitad de la capacidad del segundo clúster, La Rosita, debido a los riesgos percibidos de escasez de suministro en California (IOA, 2020). De hecho, la resiliencia del sistema es quizás el mayor beneficio de seguridad energética de las interconexiones México-Estados Unidos, pues el sistema eléctrico mexicano apenas está integrado y Baja California está casi aislada de la red eléctrica principal del país. En la frontera con Texas, uno de los campeones de la energía eólica de Estados Unidos, la mayoría de las interconexiones transfronterizas tienen, no obstante, fines de emergencia y no comercial, utilizándose durante períodos de congestión o suministro restringido en los sistemas de transmisión de Texas o México (Parfomak *et al.*, 2017).

En el Mediterráneo, las energías renovables se han propuesto desde hace años como motor de la cooperación euromediterránea (Rhein, 1997; Tagliapietra, 2016). La literatura tiende a confirmar la viabilidad tecnoeconómica y los beneficios de los intercambios de electricidad renovable euromediterráneos (Brand y Zingerle, 2011; Boie *et al.*, 2014 y 2016). Una evaluación de la idoneidad de los mecanismos de cooperación renovable entre la UE y cinco países del norte de África identificó a Marruecos, junto con Túnez, como el país con las condiciones más adecuadas (Papapostolou *et al.*, 2016). Dados los beneficios económicos y de seguridad energética estimados, ¿por qué no hay importaciones europeas de electricidad renovable desde la ribera sur del Mediterráneo? (Lilliestam *et al.*, 2016). El extraño caso de los intercambios renovables euromediterráneos perdidos es difícil de contar. Para hacerlo, es necesario narrar antes el fracaso de Desertec, la gran geoestrategia que pretendía exportar electricidad renovable desde la orilla sur del Mediterráneo y Oriente Medio a Europa.

Los principales componentes del relato de Desertec, o de su trasunto, el Plan Solar Mediterráneo, eran: 1) el acceso europeo a los recursos renovables de la

vecindad sur europea para garantizar su propio suministro eléctrico durante la transición energética (seguridad energética); 2) infraestructuras de transmisión e interconexión para integrar los sistemas eléctricos y aumentar la interdependencia (cooperación política); y, por supuesto, 3) el posicionamiento de las industrias renovables, las *utilities* y las empresas de ingeniería europeas en el Mediterráneo (geoconomía). Este enfoque mostraba una gran dependencia de la senda geopolítica fósil y sus narrativas, cambiando cables por ductos y pozos por instalaciones solares y eólicas (Escribano, 2017). La inestabilidad geopolítica que siguió a las primaveras árabes, interrupciones del suministro de petróleo y gas en proveedores europeos clave como Libia, Siria o Egipto incluidas, aumentó la percepción de inseguridad energética de importar más energía de la región, en lugar de menos (independientemente de su origen fósil o renovable). Además, la demanda de electricidad tendía a crecer mucho más rápido en la ribera sur del Mediterráneo que en Europa, por lo que el caso de negocio distaba de estar claro. Más aún considerando el alto contenido carbónico de la generación eléctrica y la baja penetración de las renovables en la vecindad mediterránea (Carafa y Escribano, 2017).

España, con una cartera renovable importante, se mostró reacio a afrontar la competencia de las importaciones, especialmente cuando la inexistencia de interconexiones con Francia limita las exportaciones españolas de renovables hacia Europa. Sin gran diseño geoestratégico detrás y con la única doble interconexión existente en el Mediterráneo Occidental, España exporta electricidad a Marruecos desde 1997. En la actualidad la capacidad técnica de intercambio es de 1.400 MW, y la comercial alcanza los 800 MW. Pese a esta capacidad relativamente baja, su importancia desde la perspectiva de la seguridad energética de Marruecos, Argelia y Túnez estriba en que permite la sincronización del Magreb con el sistema eléctrico europeo. Aunque no se conoce el origen por fuentes de los intercambios eléctricos hispano-marroquíes, cabe aproximarlos por el contenido renovable de las matrices eléctricas respectivas. En 2021, casi el 47 % de la española fue de origen renovable, mientras que pese a su esfuerzo en el despliegue de renovables la de Marruecos sigue dominada en un 70 % por el carbón (con datos de 2020 de la AIE).

En 2017 España exportó cerca de 6.000 MWh a Marruecos, que solo comenzó a exportar electricidad a España de manera estable a partir de 2019 tras la apertura

de varias plantas de carbón, en especial la megaplanta de Safi. Ese año las exportaciones españolas bajaron a apenas 400 MWh, por más de 1.200 MWh exportados por Marruecos. En 2020 y 2021 los flujos cayeron considerablemente hasta el entorno de los 500 MWh en ambos sentidos. El elevado contenido carbónico de la matriz eléctrica marroquí, que tras el cierre del gasoducto Magreb-Europa ha aumentado por la generación con fuel, plantea problemas de sostenibilidad y competencia desleal: entre los mercados de electricidad de la UE, sujetos a precios de carbono, y sus vecinos, que carecen de él. Este problema ocasiona la renuencia española a la tercera interconexión solicitada por Marruecos. Es decir, la nueva geopolítica del carbono genera fallas geoeconómicas que obstaculizan la cooperación renovable en ausencia de una gobernanza adecuada. Así, el Mecanismo de Ajuste al Carbono en Frontera previsto por la UE contempla su aplicación a las importaciones de electricidad, por lo que es de esperar que se instrumenten mecanismos que permitan la importación de electricidad renovable marroquí en Europa.

A esto se añade un contexto geopolítico bilateral marcado por disputas territoriales que también se manifiestan en el ámbito energético. Así, Ceuta y Melilla no tienen interconexión con Marruecos, pues ninguna de las partes lo considera viable por motivos geopolíticos, obligando a ambas ciudades a recurrir a una generación térmica cara y muy intensiva en contaminación y emisiones de CO₂ (Escribano, 2019). El caso hispanomarroquí ilustra una situación semejante a la que se afrontaría en las propuestas existentes de corredores eléctricos euromediterráneos, algunos de los cuales se originan en países que siguen planteando problemas de sostenibilidad y estabilidad geopolítica. Es el caso de los interconectores euroasiático (Grecia-Chipre-Israel), euroafricano (Grecia-Chipre-Egipto) o el Italia-Túnez, cada uno de los cuales sigue su propio guion; y, por qué no, el Xlinks entre Marruecos y Reino Unido, que quizás requiera uno de ciencia ficción.

Las barreras geopolíticas que ayudan a explicar la ausencia de flujos renovables euromediterráneos, pese sus beneficios esperados, tienden a replicarse en la combinación de vectores del caso hispanomarroquí. Hay factores de impulso geopolíticos e intrínsecos a las renovables como vector de cooperación y sostenibilidad. Pero también existen barreras geopolíticas y de sostenibilidad a los flujos transfronterizos por su *securitización* y la falta de mecanismos de gobernanza que

aseguren criterios sostenibles para los intercambios. Como en el caso México-Estados Unidos, es difícil conjeturar la resultante de los distintos vectores y las diferencias de contexto desaconsejan comparaciones simplistas. Lo cierto es que Baja California sí exporta pequeños flujos de electricidad renovable a California, mientras que las importaciones renovables euromediterráneas siguen desaparecidas (literalmente, al no disponerse de datos) y sin mecanismos de gobernanza que las amparen. En ese aspecto, cada historia tiene un final diferente: en las dos californias los impulsores parecen haber superado modestamente a las barreras, mientras que en el Mediterráneo no parece ser el caso.

3.3. Chile y Marruecos, dos campeones del hidrógeno verde

El hidrógeno se ha convertido en el tema energético de moda (al menos hasta la invasión rusa de Ucrania), atrayendo la atención de gobiernos y empresas e incorporando el nuevo combustible a la geopolítica de las renovables. Una de las razones del interés es que ofrece oportunidades para la transición energética y geopolítica: por ejemplo, en el caso europeo contribuiría a reducir emisiones e importaciones rusas. Además, la geopolítica del hidrógeno es aparentemente similar a la del petróleo o el gas natural, lo que permite vislumbrar una senda semejante. De hecho, el hidrógeno se presenta como el nuevo combustible de transición llamado a sustituir al gas natural allá donde la electrificación no alcance. Algunos autores han argumentado que “el nuevo petróleo” tiene el potencial de crear una nueva clase de exportadores energéticos y remodelar las relaciones geopolíticas, pero que sus consecuencias geopolíticas puedan gestionarse (Van de Graaf, *et al.*, 2020). Este guion del hidrógeno como combustible de transición ha sido, no obstante, criticado por permitir que la industria del gas natural se apropie de la “utopía del hidrógeno” y por perpetuar el *lock-in* de las infraestructuras de gas (Szabo, 2021).

Algunos analistas piensan que los electroestados basados en el hidrógeno no tienen por qué comportarse necesariamente de manera más cooperativa que los petroestados actuales; y que, de hecho, los petroestados de hoy pueden convertirse en electroestados que en el futuro produzcan energía barata descarbonizada para exportar en forma de hidrógeno a larga distancia (Bordoff, 2020). No

tendría sentido geopolítico pasar de importar gas ruso a hidrógeno ruso, pero tampoco cambiar petróleo saudí por su hidrógeno descarbonizado. Es cierto que la magnitud de los flujos esperados es mucho menor, y por tanto menor la capacidad de los productores de ejercer un poder de mercado similar al que disfrutaban en gas y petróleo. Incluso en ese caso, las ventajas en términos de autonomía estratégica del hidrógeno descarbonizado se ven limitadas: en ausencia de criterios de sostenibilidad ambiental y geopolítica, el desarrollo del hidrógeno en zonas geopolíticamente inestables puede suponer vulnerabilidades y no contribuir a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

Varios países de la ribera sur mediterránea tienen los recursos naturales para convertirse en exportadores competitivos de hidrógeno, pero fracasos como el de Desertec reducen las expectativas. La UE apoya las importaciones de hidrógeno de sus vecinos de la ribera sur mediterránea, y la Política Europea de Vecindad identifica el hidrógeno como una prioridad estratégica para la región. Alemania quiere desarrollar las importaciones de hidrógeno verde con acuerdos con países como Marruecos, mientras que Francia sigue un enfoque de autosuficiencia nuclear (hidrógeno rosa). Portugal y España aspiran a exportar hidrógeno verde y esperan que, al contrario de lo que sucede con la falta de interconexiones de gas y electricidad, puedan acceder al mercado europeo a través de Francia. Ambos consideran que aplicar criterios de sostenibilidad implica una preferencia por el hidrógeno verde europeo, y que en un sistema interconectado los productores europeos de hidrógeno verde superarán a otros exportadores, especialmente a los más distantes. Estos criterios también son clave en la estrategia alemana, que quiere garantizar que las exportaciones de hidrógeno verde desde terceros países sean adicionales a la producción doméstica de energía renovable de estos, respetando un uso sostenible del agua y en general de las cadenas de valor. Esto plantea el mismo problema que las importaciones de electricidad renovable: establecer marcos de gobernanza favorecedores que vayan más allá de la certificación de origen. La Comisión Europea va a establecer normas para el comercio de hidrógeno, y aunque hay asociaciones europeas de estandarización desarrollando metodologías en función de las emisiones, algunos analistas proponen criterios de sostenibilidad más amplios y estrictos (Wietschel *et al.*, 2020; Escribano, 2021). Estos vacíos de gobernanza afectan especialmente a la ribera sur del Mediterráneo y limitan sus expectativas exportadoras.

En América Latina, donde las subastas arrojan algunos de los precios más bajos para energía eólica y solar del mundo, el hidrógeno verde tiene gran potencial, especialmente en aquellos países con una industria de gas establecida como Chile, México o Brasil (Pflugmann y de Blasio, 2020). Al contrario de lo que sucede con otros potenciales exportadores, la escasez de agua no es un factor limitante para la mayoría de los países de la región, con la excepción del desierto de Atacama, uno de los de mayor insolación del mundo. Para consumidores potenciales lejanos como China, la UE o Estados Unidos, el hidrógeno verde latinoamericano podría mejorar su perfil de riesgo importador, compensando la distancia con precios bajos y menor riesgo geopolítico que la ribera sur del Mediterráneo (Kelman *et al.*, 2020). A diferencia de lo que ocurre con el golfo Pérsico o Rusia, pocos petroestados en América Latina o la ribera sur del Mediterráneo parecen contar con la capacidad para convertirse en electroestados exportadores de hidrógeno. Argelia, Libia o Venezuela no disponen de los recursos institucionales, técnicos y financieros para acometer semejante transformación. En ambas regiones, los campeones se buscan entre productores renovables establecidos con un marco institucional estable y favorecedor de las renovables, y los dos principales candidatos son Chile y Marruecos (Pflugmann y de Blasio, 2020; WEC, 2020; Overland *et al.*, 2019).

Chile tiene excedentes de producción de energía solar y eólica, y espera tener el coste de hidrógeno más bajo del mundo a partir de sistemas híbridos solares y eólicos. Cuenta con una ambiciosa Estrategia Nacional del Hidrógeno Verde para exportar desde 2030 y situarse entre los principales productores mundiales en 2040. La relevancia del caso chileno trasciende el potencial de los intercambios, pues al igual que ha supuesto un modelo de mercado atractivo para la penetración de las renovables seguido por otros países de América Latina (Viana, 2020), podría constituirlo para los mercados de hidrógeno. Además, la estrategia del país incluye el abastecimiento con hidrógeno verde y renovables de sus propias industrias intensivas en energía, como la minería, planteando menores problemas de adicionalidad en las exportaciones (en el sentido de que estas se produzcan a expensas de la descarbonización del exportador). No obstante, el énfasis chileno en la exportación a los mercados asiáticos, nortea-

americanos e incluso europeos refleja los obstáculos geopolíticos a la integración energética sudamericana⁵.

Marruecos también aparece como un campeón del hidrógeno verde, tanto en el espacio mediterráneo como a escala global, y tiene acuerdos con Alemania y Portugal⁶. Esto se debe a su proximidad con Europa, a la existencia de un amplio mercado doméstico de amoníaco para la industria de fertilizantes y, tras el cierre del gasoducto Magreb-Europa, una infraestructura de exportación de gas ociosa. Su gran recurso renovable hace que las subastas se sitúen, como en Chile, entre las más bajas del mundo, además de contar con una contribución hidroeléctrica modesta pero complementaria (Pariente-David, 2020). El país cuenta con una hoja de ruta *Power-to-X* para posicionarse como productor y exportador líder de hidrógeno verde, aspirando a suministrar entre el 2 % y el 4 % de la demanda global y a mejorar su base tecnológica e industrial en el proceso (Eichhammer *et al.*, 2019). El uso doméstico del hidrógeno es también una manera de reducir las importaciones de combustibles fósiles y abastecer a su gran industria fosfatera y de fertilizantes. La producción de amoníaco verde puede ser un impulsor importante del sector industrial y las exportaciones (Consejo Mundial de la Energía, 2020).

Pese a todos estos impulsores renovables de la cooperación, el reciente desencuentro con Alemania por la postura de Berlín acerca del Sáhara Occidental, aunque aceleradamente resuelto, muestra los límites de la cooperación cuando hay intereses geopolíticos vitales en juego. Las diferencias sobre el asunto mantuvieron paralizada la cooperación política y financiera con Marruecos, incluyendo el acuerdo sobre hidrógeno verde, y solo se superaron tras la bajada de tono alemán. Alemania se mostró sorprendida en un primer momento por un condicionamiento inesperado de su acción exterior en un tema en el que, hasta la fecha y a diferencia de Francia o España, había tenido amplia autonomía estratégica. Su rectificación muestra en qué medida una diversificación de sus proveedores, ajena a criterios

5 Los análisis tecnoeconómicos del potencial exportador chileno exceden el objeto de este apartado. Gallardo *et al.* (2021) revisan la literatura y estiman un potencial exportador considerable hacia Japón.

6 Véase, por ejemplo, el acuerdo marroco-alemán en energía e hidrógeno verde (<https://www.energypartnership.ma/home/about/>) y la declaración Marruecos-Portugal de cooperación en hidrógeno verde (<https://www.mem.gov.ma/Pages/actualite.aspx?act=234>).

de sostenibilidad que incluyan elementos de seguridad humana y respeto a los derechos humanos, puede suponer un coste geopolítico a corto plazo (Gamarra *et al.*, 2021; Lázaro-Touza y Gómez de Ágreda, 2020). Pero también constituir una nueva vulnerabilidad y mayor exposición a largo plazo a dinámicas ajenas a la acción exterior tradicional de un estado. A diferencia del caso marroquí, ni por contexto geopolítico ni por problemas de sostenibilidad, las barreras al desarrollo de las exportaciones de hidrógeno de Chile resultan tan restrictivas. En cambio, la lejanía a los principales mercados y las dificultades para avanzar en la integración regional de sus recursos de hidrógeno (y renovables en general) constituyen obstáculos intrínsecos de la tecnología y la geopolítica sudamericana, respectivamente.

4. CONCLUSIONES Y CONSIDERACIONES FINALES

Los impulsores y barreras presentes en las historias precedentes se extraen en la sinopsis adjunta al final del artículo, que constituye una recopilación de elementos cuya combinación puede ayudar a elaborar un guion (*script*; Freedman, 2013) que articule la relación de las renovables con la geopolítica en los espacios mediterráneo y latinoamericano. Los casos seleccionados narran historias geopolíticas sobre cooperación, integración, seguridad y diversificación que impulsan los intercambios de renovables; pero también sobre obstáculos geopolíticos como conflictos socioambientales, centralización, fragmentación regional, reducción de autonomía estratégica, nuevas dependencias y *securitización*. Respecto a las implicaciones de las renovables sobre la cooperación geopolítica, los casos recogidos se refieren a impulsores como la magnitud y cercanía de los recursos renovables, la sostenibilidad en su explotación, y la convergencia de las políticas energéticas y climáticas. Entre las barreras destacan los fallos de gobernanza, la dependencia de sendas geopolíticas fósiles, y la distancia. La escala también importa: por ejemplo, los conflictos socioambientales que aquejan a la hidroeléctrica y empiezan a apreciarse en parques eólicos o solares en México pueden intensificarse conforme éstas se despliegan, por lo que la experiencia ayuda a anticipar barreras de escala. Es importante también recalcar que los obstáculos afrontados por la hidroelectricidad por su carácter centralizado no aplican en la misma medida a la eólica o la solar.

Estos resultados sugieren tres consideraciones finales. Primero, pese a narrar temas comunes, los guiones de las dos regiones, América Latina y Mediterráneo, se articulan en tramas geopolíticas diferentes. En primer lugar, dado el contexto más *securitizado* del Mediterráneo, las barreras geopolíticas a las renovables parecen mayores y más difíciles de calibrar en su ribera sur que en América Latina, y los impulsores geopolíticos más tenues. La segunda cuestión planteada es más difícil de responder en base a las narraciones: si el régimen renovable puede contribuir a generar un paisaje geopolítico más cooperativo y con mejor gobernanza, o por el contrario supone nuevas vulnerabilidades que impliquen su *securitización*. Las barreras a la cooperación euromediterránea relacionadas con las características de las renovables parecen estar sobre todo causadas por fallos de gobernanza que crean fallas geopolíticas y perpetúan la dependencia de la senda de las narrativas fósiles. En cambio, los impulsores de las renovables a la cooperación son mayores y más estructurales en el Mediterráneo, como la abundancia de recursos renovables próximos a los centros de demanda y los beneficios de su integración.

En segundo lugar, la mayor importancia de un actor externo en la ribera sur del Mediterráneo (la UE y su liderazgo en transición energética y política climática) que en América Latina (salvo para México) hace que la influencia del imperativo de aumentar las renovables sobre la geopolítica sea más intensa en el caso euromediterráneo. El problema es que la mayor ambición y recursos de la UE en comparación con su vecindad generan una brecha de gobernanza. Esa falta de cooperación y convergencia en política energética y climática (por ejemplo, en materia de objetivos de descarbonización y precios de carbono) genera a su vez una falla geoeconómica que dificulta la cooperación y los intercambios renovables.

Finalmente, si bien el guion mediterráneo parece más complejo y sembrado de barreras, estas son en buena medida mitigables evitando los fallos de gobernanza que dan lugar a comportamientos estratégicos geopolítica y medioambientalmente insostenibles. Sus impulsores, en cambio, están relacionados con la geografía y la abundancia de recursos renovables, por lo que una remoción de las barreras geopolíticas y de gobernanza podría generar un efecto amplificador de las expectativas. Solo mejorando la gobernanza de los intercambios de las renovables estas y otras historias sobre su geopolítica podrán concluir con los felices augurios sugeridos por algunos resultados tecnoeconómicos.

Sinopsis

	Influencia de la geopolítica sobre las renovables		Influencia de las renovables sobre la geopolítica	
	Impulsores geopolíticos de las renovables	Barreras geopolíticas a las renovables	Impulsores renovables a la cooperación	Barreras renovables a la cooperación
Primeros flujos transfronterizos renovables: hidroelectricidad en el Nilo y el Paraná	<ul style="list-style-type: none"> • Cooperación • Integración 	<ul style="list-style-type: none"> • Centralización • Conflicto socioambiental • <i>Securitización</i> 	<ul style="list-style-type: none"> • Recurso 	<ul style="list-style-type: none"> • Fallos de gobernanza
De Baja California a California y el extraño caso de las exportaciones renovables euromediterráneas desaparecidas	<ul style="list-style-type: none"> • Cooperación • Integración • Seguridad y diversificación 	<ul style="list-style-type: none"> • Fragmentación • Autonomía estratégica • Nuevas dependencias • <i>Securitización</i> 	<ul style="list-style-type: none"> • Recurso • Convergencia de políticas • Sostenibilidad 	<ul style="list-style-type: none"> • Dependencia de la senda • Fallos de gobernanza
Chile y Marruecos, campeones del hidrógeno verde	<ul style="list-style-type: none"> • Cooperación • Integración • Seguridad y diversificación 	<ul style="list-style-type: none"> • Autonomía estratégica • Nuevas dependencias 	<ul style="list-style-type: none"> • Recurso • Convergencia de políticas • Sostenibilidad • Proximidad (Marruecos) 	<ul style="list-style-type: none"> • Dependencia de la senda • Distancia (Chile)

REFERENCIAS

AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA-AIE (2021). *Net Zero by 2050. A Roadmap for the Energy Sector*. París: AIE.

AKERLOF, G. A. (2020). Sins of Omission and the Practice of Economics. *Journal of Economic Literature*, 58(2), pp. 405-418.

ATKINS, E. (2020). Contesting the 'greening' of hydropower in the Brazilian Amazon. *Political Geography*, 80, 102179.

BNEF (2021). ClimateScope. Último acceso el 11 de abril de 2022: <https://global-climatescope.org/results/>

BLANC, J. (2018). Itaipu's Forgotten History: The 1965 Brazil–Paraguay Border Crisis and the New Geopolitics of the Southern Cone. *Journal of Latin American Studies*, 50(2), pp. 383-409.

BOIE, I., KOST, C., BOHN, S., AGSTEN, M., BRETSCHNEIDER, P., SNIGOVYI, O., PUDLIK, M., RAGWITZ, M., SCHLEGL, T. y WESTERMANN, D. (2016). Opportunities and challenges of high renewable energy deployment and electricity exchange for North Africa and Europe-Scenarios for power sector and transmission infrastructure in 2030 and 2050. *Renewable Energy*, 87, pp. 130-144.

BOIE, I., PUDLIK, M., RAGWITZ, M., SENSFUSS, F., BOHN, S., AGSTEN, M., BRETSCHNEIDER, P. y WESTERMANN, D. (2014). Scenarios for renewable energy deployment in North African countries and electricity exchange with Europe – A model based analysis for 2050. *International Journal of Smart Grid and Clean Energy*, 3(3), pp. 299-306.

BORDOFF, J. (2020). Everything You Think About the Geopolitics of Climate Change Is Wrong. *Foreign Policy*, October 5, 2020. Acceso 15 marzo, 2022: <https://foreignpolicy.com/2020/10/05/climate-geopolitics-petrostates-russia-china/>

BRAND, B. y ZINGERLE, J. (2011). The renewable energy targets of the Maghreb countries: Impact on electricity supply and conventional power markets. *Energy Policy*, 39(8), pp. 4411–4419.

CARAFI, L. y ESCRIBANO, G. (2017). Renewable Energy in the Mena Countries: Why did the Desertect Approach Failed? En: R. E. LOONEY (ed.), *Handbook of Transitions to Energy and Climate Security* (pp. 66-78). Oxon: Routledge.

CLIMATE ACTION TRACKER (sin fecha), Countries. Último acceso el 11 de abril de 2022: <https://climateactiontracker.org/countries/>

COHEN, S. B. (2015). *Geopolitics*. New York: Rowman & Littlefield.

COMINI, N. y GONZÁLEZ BERGEZ, T. (2017). Las alianzas en América Latina. En: *Anuario de la Integración Regional de América Latina y el Caribe – América Latina y el Caribe: una compleja transición*, nº 14. Accedido el 31 de marzo de 2022: <http://www.cries.org/wp-content/uploads/2018/04/Anuario-2017-final.pdf>

CONSEJO MUNDIAL DE ENERGÍA-WEC (2020). International Hydrogen Strategies. Consejo Mundial de Energía de Alemania, septiembre.

DE STEFANO, L., PETERSEN-PERLMAN, J. D., SPROLES, E. A., EYNARD, J. y WOLF, A. T. (2017). Assessment of transboundary river basins for potential hydro-political tensions. *Global Environmental Change*, 45, pp. 35-46.

EICHHAMMER, W., *et al.* (2019). *Study on the opportunities of 'Power-to-X' in Morocco*. Karlsruhe: Fraunhofer ISI, febrero.

ESCRIBANO, G. (2017). RES in the Hood and the shrinking Mediterranean Solar Plan. En: I. SOLORIO (ed.), *A Guide to the EU Renewable Energy Policy*. Edward Elgar.

ESCRIBANO, G. (2018a). Algeria: Global challenges, regional threats and missed opportunities. En: D. R. JALILVAND y K. WESTPHAL (eds.), *The Political and Economic Challenges of Energy in the MENA Region* (pp.221-235). Oxon: Routledge.

ESCRIBANO, G. (2018b). The political economy of energy in the Mediterranean. En: R. GILLESPIE y F. VOLPI (eds.), *Handbook of Mediterranean Politics* (pp. 232-243).

ESCRIBANO, G. (2019). The geopolitics of renewable and electricity cooperation between Morocco and Spain. *Mediterranean Politics*, 24(5), pp. 674-681.

ESCRIBANO, G. (2020). Beyond energy independence: the geopolitics of renewable energy sources. En: A. RUBINO, A. SAPIO y M. LA SCALA (eds.), *Handbook of Energy Economics and Policy*. Cambridge, MA: Academic Press, Elsevier.

ESCRIBANO, G. (2021). *H₂ Med: impulsores y barreras geopolíticas y geoeconómicas para el hidrógeno en el Mediterráneo*. Elcano Policy Paper. Madrid: Elcano, mayo.

ESCRIBANO, G. y VALDÉS, J. (2017). Oil Prices: Governance Failures and Geopolitical Consequences. *Geopolitics*, 22(3), pp. 693-718.

FERRER-GALLARDO, X. (2008). The Spanish–Moroccan border complex: Processes of geopolitical, functional and symbolic rebordering. *Political Geography*, 27(3), pp. 301-321.

FOI-SWEDISH DEFENCE RESEARCH AGENCY (2016). The Wider Security Implications of the Grand Ethiopian Renaissance Dam (GERD). *Dispatch*, no. 9(10).

FREEDMAN, L. (2013). *Strategy: A History*. Oxford University Press.

GALLARDO, F. I., MONFORTI FERRARIO, A., LAMAGNA, M., BOCCI, E., ASTIASO GARCIA, D. y BAEZA-JERIA, T. E. (2021). A Techno-Economic Analysis of solar hydrogen production by electrolysis in the north of Chile and the case of exportation from Atacama Desert to Japan. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(26), pp. 13709-13728.

GAMARRA, A. R., LECHÓN, Y., ESCRIBANO, G. LILLIESTAM, J., LÁZARO, L. y CALDÉS, N. (2021). Assessing dependence and governance as value chain risks: Natural Gas versus Concentrated Solar power plants in Mexico. *Environmental Impact Assessment Review*, Volume 93, March 2022, 106708.

GERLAK, A. K., SAGUIER, M., MILLS-NOVOA, M. *et al.* (2020). Dams, Chinese investments, and EIAs: A race to the bottom in South America? *Ambio*, 49, pp. 156–164.

IOA-INSTITUTE OF THE AMERICAS (2020). *Baja California Energy Outlook 2020–2025*. La Jolla: IOA.

JALILVAND, D. R. y WESTPHAL, K., eds.(2018). *The Political and Economic Challenges of Energy in the MENA Region*. Oxon: Routledge.

KELMAN, R., GASPAS, L., GEYER, F., BARROSO, L., y PEREIRA, M. (2022). Can Brazil become a green H₂ powerhouse? *Journal of Power and Energy Engineering*, forthcoming.

LÁZARO TOUZA, L. y GÓMEZ DE ÁGREDA, A. (2020). Integrating Climate Change

Action into EU Security Policy. En: E. CONDE PÉREZ, Z. V. YANEVA y M. SCOPETELLI (eds.), *Routledge Handbook of EU Security Law and Policy*, (pp. 239-265). London: Routledge.

LILLIESTAM, J., ELLENBECK, S., KARAKOSTA, C. y CALDÉS, N. (2016). Understanding the absence of renewable electricity imports to the European Union. *International Journal of Energy Sector Management*, 10(3), pp. 291–311.

MACKINDER, H. (1942/1943). The Round World and the Winning of the Peace. *Foreign Affairs*, 21 (1/4), pp. 595-605.

MALAMUD, C. (2018). *Why does Latin America matter?* Informe Elcano, nº 22. Madrid: Real Instituto Elcano.

MARES, D. (2003). Conflictos limítrofes en el Hemisferio Occidental: Análisis de su relación con la estabilidad democrática, la integración económica y el bienestar social. En: J. I. DOMÍNGUEZ (ed.), *Conflictos Territoriales y Democracia en América Latina* (pp. 47-85). Buenos Aires: Siglo XXI.

NOLTE, D. y WEHNER, L. E. (2015). Geopolitics in Latin America, Old and New. En: D. R. MARES y A. M. KACOWICZ (eds.), *Routledge Handbook of Latin American Security*. Abingdon: Routledge.

OVERLAND, I., BAZILIAN, M., UULU, T. I., VAKULCHUK, R. y WESTPHAL, K. (2019). The GeGaLo index: Geopolitical gains and losses after the energy transition. *Energy Strategy Reviews*, 26, 100406.

PAPAPOSTOULOU, A., KARAKOSTA, C., MARINAKIS, V. y FLAMOS, A. (2016). Assessment of RES cooperation framework between the EU and North Africa. *International Journal of Energy Sector Management*, 10(3), pp. 402-426.

PARFOMAKM P. W. *et al.* (2017). *Cross-Border Energy Trade in North America: Present and Potential*. Washington: Congressional Research Service Report. Accedido el 1 de abril de 2022: <https://fas.org/sgp/crs/misc/R44747.pdf>

PARIENTE-DAVID, S. (2020). COVID-19: A catalyst for decarbonization and integration of the Mediterranean energy market. Opinion, Policy Center for the New South, junio.

PFLUGMANN, F. y DE BLASIO, N. (2020). The Geopolitics of Renewable Hydrogen in Low-Carbon Energy Markets. *Geopolitics, History, and International Relations* 12(1), pp. 9–44.

RHEIN, E. (1997). Towards a Euro-Mediterranean partnership in renewable energy. *Mediterranean Politics*, 2(3), pp. 102-113.

ROUQUIÉ, A. (1987). *Amérique Latine. Introduction a l'Extrême-Occident*. Paris: Seuil.

SCHOLTEN, D. ed. (2018). *The Geopolitics of Renewables*. New York: Springer.

SHILLER, R. J. (2017). Narrative Economics. *American Economic Review*, 107(4), pp. 967-1004.

STUENKEL, O. (2020). Wanted: South America's Participation in Global Geopolitics. *Americas Quarterly*, 26 de febrero. Acceso el 31 de marzo de 2022: <https://www.americasquarterly.org/article/wanted-south-americas-participation-in-global-geopolitics/>

SZABO, J. (2021). Fossil Capitalism's Lock-ins: The Natural Gas-Hydrogen Nexus. *Capitalism Nature Socialism*, 32(4), pp. 91-110.

TAGLIAPIETRA, S. (2016). Renewable Energy in the Southern and Eastern Mediterranean: Current Trends and Future Developments. En: RUBINO, COSTA, LENZI y OTZURK (eds.), *Regulation and Investments in Energy Markets. Solutions for the Mediterranean* (pp. 41-71). Cambridge, MA: Academic Press.

VAINER, C. y NUTI, M. (2008). *A integração energética sul-americana: subsídios para uma agenda socioambiental*. Brasília: INESC.

VAKULCHUK, R., OVERLAND, I. y SCHOLTEN, D. (2020). Renewable energy and geopolitics: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 122, 109547.

VAN DE GRAAF, T., OVERLAND, I., SCHOLTEN, D. y WESTPHAL, K. (2020). The new oil? The geopolitics and international governance of hydrogen. *Energy Research & Social Science*, 70, 101667.

VIANA, A. (2020). Using market mechanisms for a reliable energy transition in Latin America. En: N. GUIMARÃES (ed.), *The Regulation and Policy of Latin American Energy Transitions* (pp. 21-37). Elsevier.

WIETSCHEL, M., BEKK, A., BREITSCHOPF, B. *et al.* (2020). *Opportunities and challenges when importing green hydrogen and synthesis products*. Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research, Brief 03/202.

Middle Distillates Market Situation: A Global, not only European Problem

Antonio Merino Garcia and Jose Alfredo Peral Partida***

Abstract

The invasion of Ukraine by Russia is shaking energy markets across the globe, and crude oil and petroleum markets are no exemption. This article explores the impact of the conflict on oil markets both globally and at a European level. The main conclusion is that the scarcity of petroleum products, such as middle distillates, is concerning in Europe, but certainly it is not a European problem exclusively. Other geographies, such as the United States, are experiencing multi-decade high prices. This article sheds light on the fundamental-related factors, as well as on other elements that contribute to exacerbate the situation.

Key words: oil markets, middle distillates, oil dependance, war

1. OIL PRODUCTS MARKETS: A WAR AFTER A POST PANDEMIC RECOVERY

Russian invasion of Ukraine is shaking oil markets in multiple ways, and its consequences are having a profound impact not only on crude oil prices, which soared to their highest level since 2008, but also on petroleum product prices. This is the case for diesel, particularly in Europe. But why? According, to the International Energy Agency (IEA), it is estimated that global oil markets may lose as much as 2.5 mb/d oil exports from Russia due to sanctions, 40 % of that amount corresponding to petroleum products. The effect on oil markets is significant as, even before Putin's invasion of Ukraine, oil markets were undersupplied due mainly to:

A solid oil demand consumption –although threatened by the recent surge of COVID-19 cases in China. OPEC+'s producing less oil than its declared quota; and falling OECD total oil stocks, which stand at their lowest level since 2014.

* Director of the economic research division and Chief Economist Repsol.

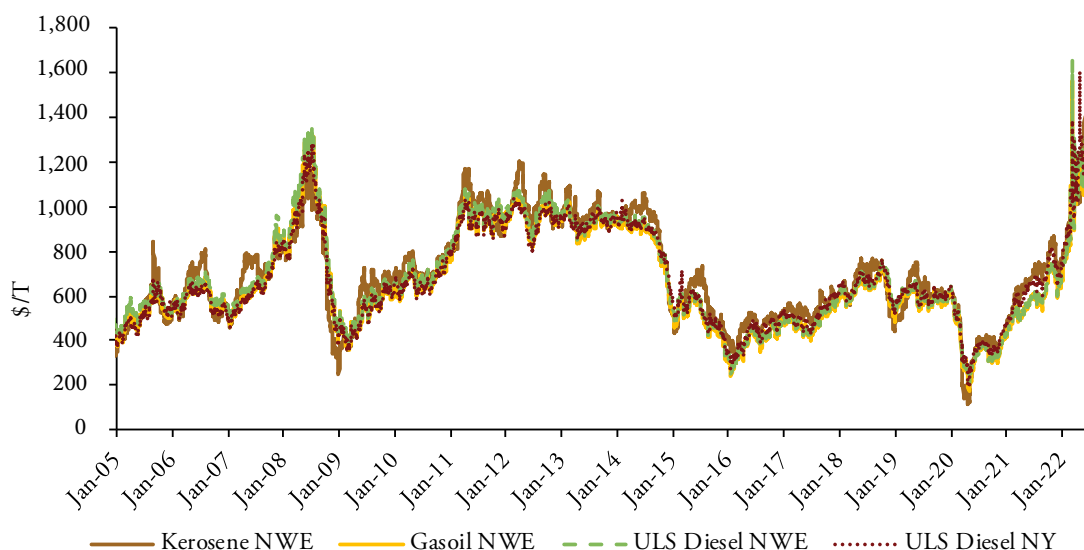
** Senior Energy Analyst Repsol.

Regarding Middle Distillates, –a concept that describes a range of refined products obtained in the “middle” boiling range during the crude distillation process, such as gasoil, heating oil, diesel and jet fuel– , the market was already tight before the invasion began, and hence “a potential loss of 1 mb/d of Russian diesel exports” (IEA, 2022), according to the IEA, poses a major challenge for refiners as they struggle to find alternative feedstocks together with a limited operable refining capacity. On paper, global crude distillation capacity excess stands at 20 mb/d, calculated from a nameplate capacity of 101 mb/d and a seasonal peak in crude processing of 82 mb/d. However, unused crude distillation capacity is due to bottlenecks in secondary processing units, where transport fuels such as gasoline and diesel are produced.

European middle distillates markets are not the only ones affected. Judging from the evolution of various middle distillate product prices around the world, other geographies, and countries, such as the United States, are experiencing multi-decade high prices.

Figure 1

Selection of middle distillate products prices in Europe and the US



Source: Eikon and Repsol Economic Research.

How are the markets to function without Russian oil and product or with less Russian exports?

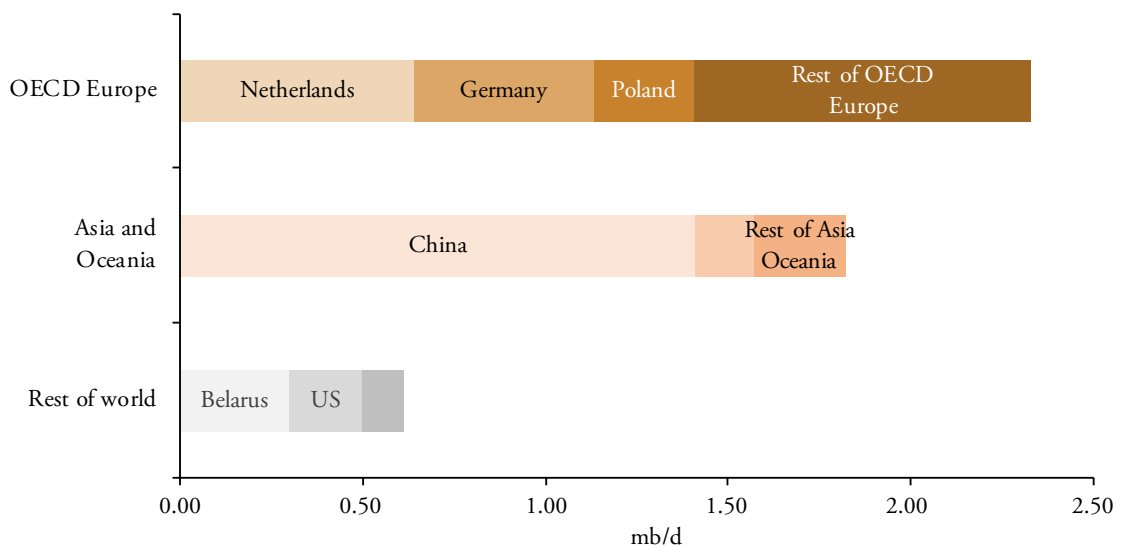
2. EUROPE'S DEPENDENCE ON RUSSIAN OIL

First, let's assess the dependence of Europe from Russian oil. In 2021, Russia exported 4.7 mb/d of crude and condensate, with almost half of it being exported to OECD Europe (EIA, 2021). Netherlands, Germany, and Poland accounted for more than 50 % of Russia's crude oil exports in the region.

Europe also relies on Russian petroleum products, as it imports almost 50 % of its diesel needs from Russia, while the Middle East provides about half of Europe's imports of diesel. More specifically, diesel and gasoil consumption in OECD Europe averaged 6.3 mb/d in 2021, and Russia provided 39 % of

Figure 2

Russian crude and condensate exports by destination in 2021



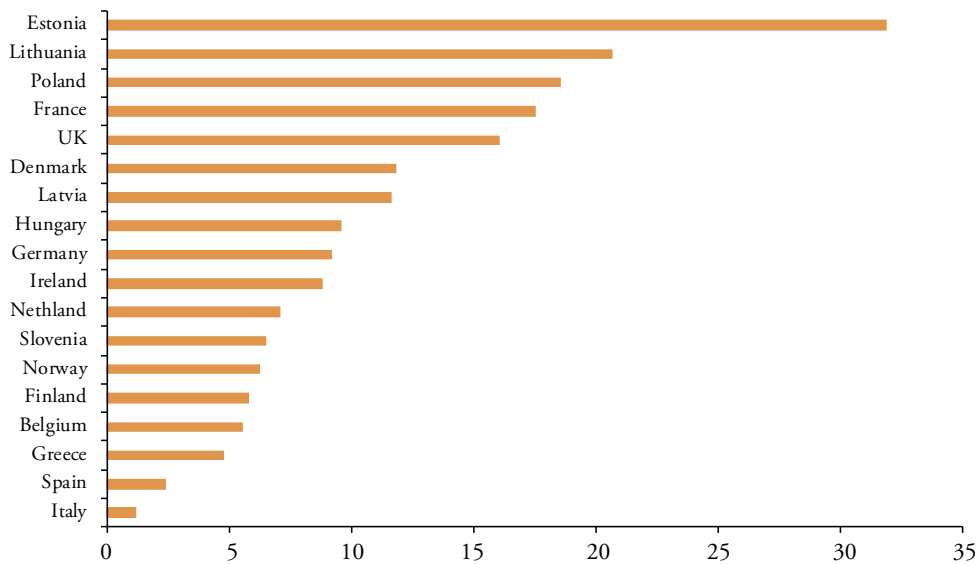
Source: IEA and Repsol Economic Research.

this demand, according to IEA data.¹ As the chart below shows, countries such as Poland or Lithuania rely heavily on Russia's petroleum products exports.

Figure 3

Gasoil-diesel imports from Russia divided by gasoil-diesel demand by country in 2021

(Percentage)



Source: IEA and Repsol Economic Research.

2.1. Europe's vehicle fleet dependence on diesel

Europe needs Russian and other diesel suppliers because of a reduction in European refining capacity, although not in Spain. According to the report *Vehicles in use Europe 2022* from the European Automobile Manufacturers Association (ACEA, 2022), the EU passenger vehicle car fleet stood at 246 million in 2020, with over 40 % of them consuming diesel. But the importance of diesel is also found across the UE's fleet size. Out of 29 million vans in circulation in the European Union, 91 % of them use diesel, while 96 % of 6 million trucks and

1 International Energy Agency Monthly Oil Data Service (MODS) – Trade, April 2022.

94 % of 0.7 million buses rely on diesel. This highlights the strong dependence of the European transport sector on diesel, which may lead to protests and strikes (as seen in Spain) should diesel markets tight further.

3. RUSSIAN OIL STILL FLOWS TO EUROPE

Despite the war, during the first half of April, around 1.8 m tons of Urals crude, a medium sour Russian crude benchmark, which is typically used in Europe and is Russia's flagship grade for exports, were destined for Europe, or 57 % of the 3.16 m tons loaded from Russia's three main western ports. However, 26 major refining companies with combined capacity of 14 mb/d in Europe have either suspended spot purchases or expressed their intent to do so in the foreseeable future.

The reluctance to take Russian oil prompted Platts to revise down its forecasts of Russian crude oil production, with a significant drop in Urals supply from May on. However, the extreme discounts of Urals versus Dated Brent, –an international benchmark assessment that represents the value of physical crude oil trading for prompt delivery in the open spot market–, suggest there are very few buyers willing to take Russian crude due to sanctions, so it is likely that those volumes come down in the near future, as there are still complications to buy Russian crude on existing sanctions, some banks are not issuing letters of credit to cover purchases of Russian crude, as well as the self-sanctioning announcements from traders, energy companies and governments.

The fourth package of European sanctions exempted oil purchases from Rosneft or Gazpromneft, which were deemed “strictly necessary” to ensure Europe's energy security. It may be allowed to receive Russian crude from a pipeline, but it may not cover buying and selling Russian crude by intermediaries. This is why energy trading firms such as Vitol and Trafigura may decrease significantly its traded volumes from May 15, as the fourth package of EU sanctions, announced on March 15, exempts the execution of contracts entered into before March 16, 2022. Vitol had previously expressed its willingness to “significantly diminish” the traded volumes of Russian oil in the second quarter as its contractual obligations

decline, and to cease trading Russian oil by the end of 2022. However, despite Western sanctions, Russia's oil loading plan from Baltic ports is expected to match the initial plan, as Asian buyers, –mainly China and India–, have increased its purchases of Russian oil.

At the time of writing this report, the EU is still negotiating the sixth round of sanctions, which would impose an embargo on Russian oil imports. European countries that rely heavily on Russian oil, such as Hungary, would not back the plan in its current form and ask the EU for financing to adapt its refineries to non-Russian oil and build new pipelines to import alternative supplies into the country.

So, to what extent European buyers can move away from Urals crude? Given that Urals crude has a prominent position in European refining system, finding a good substitute becomes a challenge. Refiners may have to seek a variety of crude grades from different locations. The US may cover part of the Russian crude loss with WTI grades, whose relative low sulfur content makes it cheaper to process, although has a lower middle distillate yield than Urals.

Additionally, Iran could help replace Urals crude as its quality is similar to Urals' and, should the Nuclear Deal is renewed, it could add (potentially) up to 1 mb/d of light and heavy grades. Arab light grades have the advantage of having the largest production base and similar API to Urals, but most of cargoes flow to Asia and the high sulfur content makes them not so attractive, especially in an environment of high prices of natural gas, as it is the main feedstock to produce the hydrogen needed during the hydrodesulfurization process. West African grades, such as Forcados and Qua Iboe, are popular among European refiners. Over half of West Africa's exports hit Asian markets so there is room for more European imports, and their sulfur content is low (Vortesa, 2022).

On the petroleum product side, diesel cargoes also keep hitting European markets despite many oil & gas companies implement self-imposed embargoes on Russian oil. The question of “strictly necessary to keep energy Security” is giving an excuse to companies to import.

3.1. Lower refinery utilization in Russia

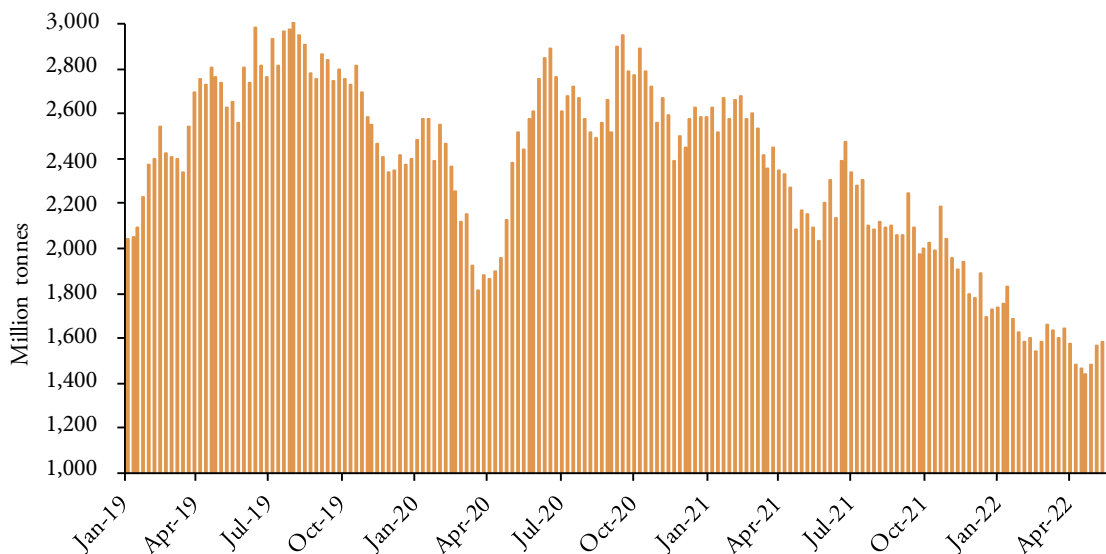
But obviously, the diesel flows to Europe will depend on how much of that fuel is produced in the origin, and the ripple effects of the war are reaching Russian refiners as well. Russian and Belarusian refiners are reducing throughput as they struggle to place their output due to international buyers' reluctance to take cargoes with Russian origin. According to estimates, around 4 million metric ton (mt) of capacity has been shut in since February 24 (the day Russia invaded Ukraine). That represents more than 15 % of Russia's 25 million mt/month processing (around 6 mb/d). The exports of Russian VGO, or vacuum gasoil, a feedstock of cracking units such as FCC and Hydrocracker to produce gasoline and diesel, to Northwest Europe have also dropped as many European refiners took the decision to self-sanction Russian-origin products in response to the invasion of Ukraine.

4. LOW STOCKS AND HIGH PRICES

Following sanctions on Russia, global markets may face a squeeze on diesel that could lead to fuel rationing. Executives of the world's largest independent oil trading firms also have warned of a "systemic shortfall of diesel" (Financial Times, 2022) in Europe, which imports around 1 mb/d of Russian diesel. The conflict has but exacerbated an already tight middle distillate market with stocks at multi-year lows. According to Platts, global diesel demand hovered at 98 % of pre-COVID level at the end of 2021. This shortage of diesel led to Austria's energy giant OMV to limit spot sales of heating oil and diesel until further notice. It follows announcements of Shell and BP, which did not offer spot diesel cargoes for sale in Germany for fear of supply shortage.

In terms of days of demand, –the result of dividing middle distillates industry stocks by middle distillates demand–, OECD Europe levels hovered around 34 days in March, close to the bottom of the 2017-2021 range, and 12 days lower than in March 2021. However, comparing current days of demand levels with those of 2018 and 2019, –less, *volatile* years than 2020 and 2021–, the conclusion is rather different, as today's levels hover around levels of *normal* or more stable times. In any case, the chart below reflects the dynamics of the middle distillates markets

Figure 4

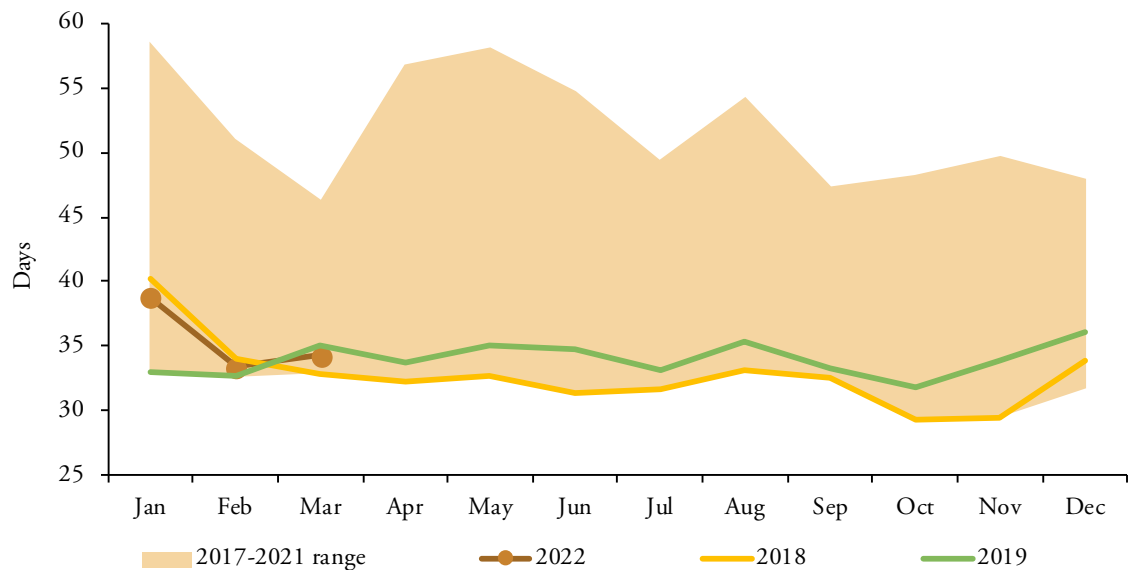
Amsterdam Rotterdam Antwerp (ARA) gasoil stocks

Source: Eikon and Repsol Economic Research.

in Europe during the last few years: in 2020 the pandemic, via lower demand, accelerated the accumulation of unused diesel and gasoil barrels into inventories (shown by the upper bounds of the five-year range). This trend continued in early 2021 with the emergence of new coronavirus variants, but the consumption of middle distillates in Europe began to recover as progress in vaccination programs gathered pace, especially in developed countries such as the U.S. and European economies. The strong economic growth entailed strong consumption, leading to middle distillates draws, as was the case for other petroleum products. Besides, during the winter season last year, demand for diesel and fuel oil had already risen due to fuel switching triggered by high natural gas prices, especially in Europe and Asia. Paradoxically, although product demand was strong refiners did not significantly increase its petroleum product production because margins were not attractive enough at that time. Therefore, they continued to draw down their inventories of refined products. Fast forward to early 2022, inventories of diesel, gasoil, and jet kerosene in Europe, already tight, face a delicate situation exacerbated by the war in Ukraine.

Figure 5

Days of middle distillates demand (middle distillates industry stocks divided by middle distillates demand) in OECD Europe



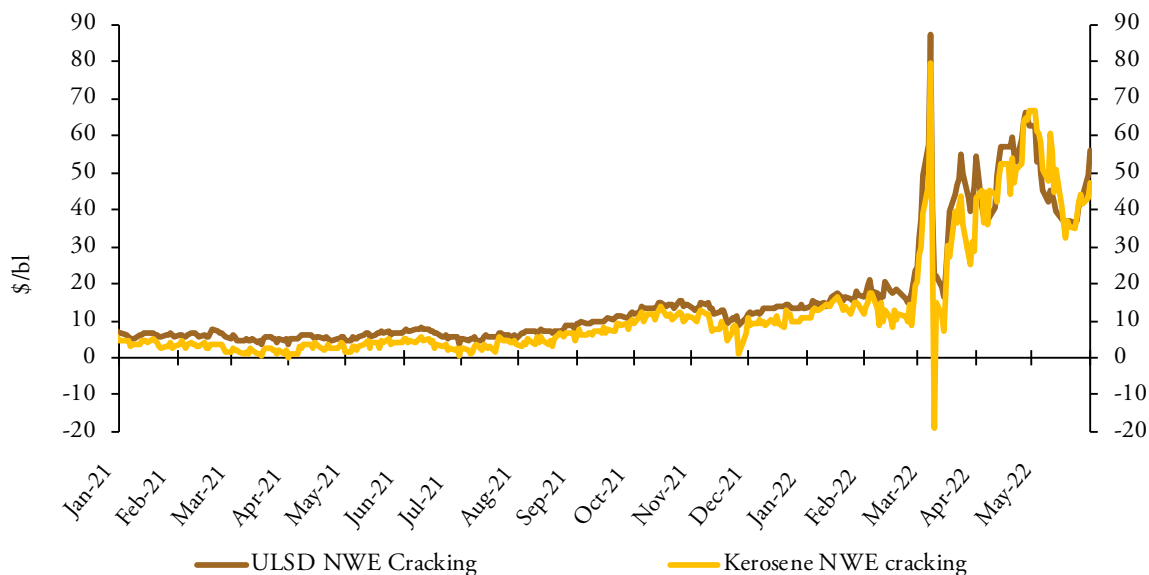
Sources: IEA, Euroilstock and Repsol Economic Research.

The fears of a diesel shortage in Europe are captured by diesel cracks, the difference between the wholesale price of diesel and the crude oil price, in Northwest Europe, which set a record of 37.6 \$/bbl in March, up by 24 \$/bbl from February. On its part, the cracks of jet kerosene, benefited from continued recovery in air traffic, almost tripled from 12 \$/bbl in February to 30 \$/bbl in March. This adds more pressure on middle distillates markets, which may prompt diesel yields to decline in favor of higher jet kerosene output.

But the war in Ukraine has significant implications for future diesel prices in Europe as well. The front of the curve has shifted up by almost 50 % compared to the forward curve on February 1st, which highlights the steep backwardation (structure by which spot prices are higher than the prices of the futures contract) of diesel markets in Europe. Whether or not futures curves are a good predictor of future spot prices, they do reflect one of the multi-faceted consequences of Putin's war.

Figure 6

Product cracks vs. Brent in Northwest Europe



Source: Eikon and Repsol Economic Research.

5. AGGRAVATING THE CHALLENGES

Although the war is a major factor behind the extreme volatility in oil markets, there are other elements that help exacerbate the problem.

One of them is the Chinese ban on diesel exports, in April, China told its independent refiners to pause gasoline and diesel exports to prevent a domestic shortage of those fuels. In fact, exports of diesel plunged to 530.000 tons in April, compared to 2.72 million tons in April 2021, while exports of gasoline were 980.000 tons in April, *versus* 1.47 million tons in the same month in 2021. Considering the first four months of 2022, exports of diesel and gasoline fell by 82 % and 39 %, respectively, below the level for the same period last year.

Strong middle distillates consumption in other regions. At the port of Fujairah, on the UAE's east coast, gasoil and other middle distillates slumped to record low in mid-March. With European buyers avoiding Russian diesel, they have to draw from somewhere else and Fujairah was the best alternative.

As regards Asian markets, Singapore's middle distillate inventories have plunged to their lowest in more than eight years on the back of strong exports of automotive diesel to the Netherlands. Although middle distillates stocks have been drawing since early 2021, the most recent trend points to a relative stable stock level, reversing the downward trend seen in late-April and early-May.

In the US, inventories of middle distillates, used in manufacturing, freight transport, mining, farming, as well as heating homes and buildings, stand at their lowest level since August 2008, on the back of a strong rebound of its economic activity following the pandemic.

6. CONCLUSIONS

Diesel scarcity is certainly a growing concern in Europe, but it is not only a European problem. Inventory levels are at multi-year lows across the globe due to robust demand and tight supply. And the ripple effects of tight middle distillates markets extend through the global economy leading to higher inflation. For instance, higher diesel prices are passed from shippers and trucking companies to retailers, which are in turn passing them to the final consumer. Argentina, the world's largest exporter of soy oil and soy flour, is rationing diesel due to a growing mismatch between the domestic selling price and the importing price, which jeopardizes the country's cropping season.

But, above all, the war in Ukraine has shown the world how Russia uses its energy supplies as a weapon in war. Ironically, due to the war itself governments around the globe are accelerating the process of phasing out their dependance on Russian energy exports. Country members of the International Energy Agency have so far agreed to release from May to October a total of 240 million barrels of oil from their Strategic Petroleum Reserves, or SPR, (including the additional contribution from US's SPR) in response to the market turmoil caused by Russia's invasion of Ukraine. More specifically, most of the stocks made available in Europe will consist of oil products, particularly diesel. These actions underscore the commitment to stabilize global energy markets against Putin's unprecedented and unprovoked military attack of Ukraine.

The current situation in oil markets reflect a petroleum product market tighter than the crude oil one. The fact that crude oil futures have been trading around 100-110 \$/bl for two months highlights the expectation of insufficient upstream investment, which might keep crude oil markets tight in the coming years. However, petroleum product markets are tight because refiners are not converting crude into refined products quickly enough to keep up with demand. In the short term, theoretically, the world must either slow down its consumption of petroleum products or increase its supply. The former, could find answers in: A potential China demand contraction, an inflationary environment, or a high price-demand elasticity. The latter may find some relieve with new refineries coming online during summer, which would help alleviate the petroleum product market tightness by 2023. In any case, high uncertainty is prevailing in the market. Also, it should be mentioned that refiners need high nominal margins to increase its operations, which is the difference between the price of diesel and oil, because one of the most relevant costs for this conversion is natural gas price that are much more expensive in historical terms than oil.

REFERENCES

EUROPEAN AUTOMOBILE MANUFACTURERS ASSOCIATION, ACEA (2022). *Vehicles in use Europe 2022*. <https://www.acea.auto/publication/report-vehicles-in-use-europe-2022/>

FINANCIAL TIMES (2022). Traders warn of looming global diesel shortage, 22 March 2022. <https://www.ft.com/content/31f73f95-d914-46a1-b610-0c7fc5da493c>

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, IEA (2022). *Oil Market Report*, 16 March 2022.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, EIA (2021). *Country Analysis Executive Summary: Russia*, 13 December 2021. https://www.eia.gov/international/content/analysis/countries_long/Russia/russia.pdf

VORTEXA (2022). European refiners can live without Russian Urals, 2 March 2022. <https://www.vortexa.com/insight/european-refiners-can-live-without-russian-urals>

Información Publicaciones / Publications Information:

Funcas
Caballero de Gracia, 28
28013 Madrid
España / Spain
Tfno. / Phone: +34 91 596 54 81
Fax: +34 91 596 57 96
publica@funcas.es

P.V.P.: Suscripción anual papel, 25 € (IVA incluido)
Edición digital, gratuita



ISSN: 2445-2726
Deposito Legal: M-7537-2016