

CUADERNOS 35

Energía en transición

Noviembre 2022

Editado por CÍRCULO CÍVICO DE OPINIÓN
En Madrid, 30 de noviembre de 2022
publicaciones@circulocivicodeopinion.es
Impreso: Gráficas San Enrique (Madrid)
Depósito Legal: M-7615-2012
ISSN 2254-1837
Editado en España

Energía en transición

El CÍRCULO CÍVICO DE OPINIÓN asume como propios únicamente los textos de los *Documentos* que, tras la correspondiente deliberación y aprobación, se publican con su firma.

Las opiniones contenidas en los *Informes* encargados por el CÍRCULO CÍVICO DE OPINIÓN, y firmados por sus respectivos autores, son de la exclusiva responsabilidad de estos.

ÍNDICE

Energía en transición 5

Informes

El petróleo en la transición energética 17

Antonio Merino
Rodnan García

El gas en la transición energética 35

María Sicilia Salvadores

La energía nuclear en la transición energética 51

Cayetano López

El mercado eléctrico: resultados y reformas
pendientes 65

Óscar Arnedillo Blanco

Jorge Sanz Oliva



Energía en transición

La energía constituye uno de los elementos esenciales para el desarrollo humano y ha sido objeto de gran atención desde siempre por sus implicaciones tanto en la geopolítica de las naciones como por sus efectos en la economía y el bienestar de los ciudadanos. La búsqueda de nuevas fuentes de energía de fácil acceso, cantidad abundante y precios razonables ha supuesto un permanente reto en el tiempo, cuya evolución se observa en lo que ha dado en llamarse “proceso histórico de sustitución de la energía”. Pues bien, este proceso —lejos de agotarse— aparece década tras década con importantes repercusiones para el equilibrio político entre naciones y el progreso de la sociedad en su conjunto.

La actual coyuntura nos muestra que este proceso ha cobrado especial ímpetu en el primer tercio del siglo XXI. Han aparecido en el horizonte inmediato dos hechos de gran impacto: el cambio climático y la desglobalización. Y, aunque resulte difícil distinguir entre lo que constituye causa o efecto, la energía no escapa a estas dos importantes restricciones. Por una parte, el cambio climático impone una reducción drástica de las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera, lo que implica a medio y largo plazo la total descarbonización de la economía. Por otra, la desglobalización, como resultado de la ruptura del equilibrio entre bloques posterior a la Segunda Guerra mundial, añade mayor complejidad, si cabe, a la necesaria —por no decir imprescindible— transición hacia una economía libre de carbono. En este contexto, la energía se convierte en una variable estratégica que ocupa un lugar preferente en el diseño de las políticas nacionales e internacionales, en términos económicos, políticos y de la seguridad y defensa.

La nueva geopolítica

La desglobalización ha roto el equilibrio unipolar del entorno de los Estados Unidos, desplazado por la emergente China y su enorme influencia en el bloque Asia-Pacífico. Es necesario subrayar que el proceso globalizador se ha visto interrumpido por causas muy diversas, entre las que cabe citar, por su importancia, la crisis financiera del año 2008 que nos llevó a la “Gran Recesión”, la persistente pandemia causada por el COVID-19, y, más recientemente, la invasión de Ucrania por el ejército ruso.

El resultado de todos estos sucesos ha supuesto una revisión de las relaciones económicas internacionales y una lenta y progresiva vuelta al bilateralismo económico, acompañado de medidas proteccionistas de las que la energía no

ha podido evadirse. Poco a poco se ha ido abriendo paso la idea de que la seguridad tiene prioridad sobre la comodidad, y se oyen expresiones que tratan de justificarla del siguiente tenor: “autonomía estratégica”, “soberanía digital”, “*made in América*” o “desplazamiento amigo” (*friend-shoring*). Todo ello lo que en definitiva entraña es un rechazo implícito hacia el intenso proceso globalizador realizado en décadas precedentes, lo que provoca un deslizamiento hacia un proceso alternativo de reasignación de recursos no eficiente.

La COP21 de París en 2015 supuso un gran éxito, al conseguir un gran compromiso mundial de descarbonizar el planeta. Por su parte, la Unión Europea lideró desde el primer momento la transición hacia una economía libre de carbono en el límite temporal del año 2050. Las autoridades europeas, conscientes de implementar un ritmo suficiente de reducción de los gases de efecto invernadero en la transición prefijada, se autoimpusieron un objetivo intermedio más ambicioso, el de reducir para 2030 hasta el 55% de las emisiones totales. Y, al mismo tiempo, se han introducido una serie de medidas legislativas mucho más restrictivas bajo el lema “*Fit for 55*”.

Sin embargo, estas iniciativas no presagiaban las enormes dificultades que se iban a producir a posteriori, ya que muchas de ellas son completamente exógenas a los modelos utilizados. Lo que, por otra parte, no ha impedido que se revelasen de forma inesperada y con gran virulencia. Asimismo, la consecución exitosa de todos los objetivos pretendidos ha supuesto un gran reto, no exento de importantes costes asociados que es necesario asumir.

Ante todo, significa un cambio trascendental en nuestra forma de vivir y en los modos de producir y de consumir, lo cual requiere una explicación clarificadora de los costes y beneficios implícitos en la ineludible transición energética a la que nos vemos abocados. La evidencia empírica demuestra que los modelos de planificación a largo plazo, cuando se ocupan de aspectos esenciales de la economía, soportan el riesgo nada despreciable de que la realidad se vaya distanciando progresivamente de lo inicialmente planificado, y, en este sentido, las dinámicas del mercado juegan un papel decisivo. Ello no quiere decir que el objetivo final deba ser descartado, sino que el proceso elegido para su consecución debería contemplar la adaptación a las nuevas condiciones que impone la realidad económica.

Conseguir un mundo descarbonizado en el menor plazo posible, como respuesta a la velocidad con que se presenta el cambio climático, hace necesaria la intervención de los poderes públicos. Pero ello no debe excluir el especial cuidado que ha de contemplar el diseño de las políticas públicas para que sean sensibles a los mecanismos de asignación de los recursos disponibles, esto es, la conformación natural de los precios y el funcionamiento general del mercado. Resulta revelador que, ante los recientes y desbocados aumentos



del precio del gas natural, la Agencia Europea de Reguladores de la Energía (ACER) haya hecho un llamamiento a la prudencia en las intervenciones en los precios, al considerar que cuanto más intervencionista sea el enfoque de las políticas públicas de un Estado miembro, mayor es el potencial de distorsión del mercado a medio y largo plazo; esto, a su vez, puede mermar la innovación y la inversión privada, y aumentar los riesgos políticos y de seguridad de suministro. Unas medidas de emergencia mal diseñadas conducen a la distorsión de las señales de precios, interfieren en su formación y hacen retroceder la integración del mercado y la competencia dentro de la UE, poniendo en serio peligro lo logrado hasta ahora.

Además, según se desprende de los informes de los analistas, ya con anterioridad a los inesperados *shocks* de oferta causados por el COVID-19 y la reciente guerra de Ucrania, las tensiones en los mercados de energía primaria ya se habían evidenciado con una subida persistente de los indicadores de precios de los combustibles fósiles (petróleo, gas y carbón), así como también los de la electricidad y el CO₂. Todo lo cual ya venía anunciando la tensión existente entre los objetivos temporales prefijados en la COP-21 de París y el necesario reajuste de los mercados de la energía.

Mención especial requiere la cuestión de la movilidad, ya que centra gran parte de los debates en la estrategia de reducción del carbono. Mientras la Agencia Internacional de la Energía (AIE) prevé que el peso del petróleo se rebaje en el total de energía del 32% actual al 15% en el año 2050, los análisis de los expertos apuntan a que la demanda, lejos de reducirse, seguirá aumentando, mientras que la oferta se irá quedando más y más rezagada, al no disponer de incentivos en el largo plazo para aumentar la producción en igual medida. Iniciativas bien intencionadas como la del Banco Mundial de no financiar inversiones en nuevas exploraciones, para así apartar a las energías fósiles del futuro crecimiento económico, son un buen ejemplo de ello. La realidad a veces se muestra tozuda y se hace difícil pensar que el objetivo de reducción del petróleo se pueda cumplir en los parámetros iniciales y en las fechas previstas, todo lo cual lleva inevitablemente a un aumento de sus precios.

A menudo parece olvidarse que la demanda de energía presenta una mayor elasticidad a la evolución del PIB que a los precios. A modo de ejemplo, resultan ilustrativos los datos disponibles acerca del transporte aéreo, cuyo combustible carece de alternativa por ahora al petróleo, y que supone el 85% de la demanda total en el escenario base, o “Escenario de Compromisos Anunciados (APS) 2030”, cuando tan solo el 11% de la población mundial —con los datos de 2018— utiliza este medio de transporte. Este dato hace presagiar importantes dificultades para el cumplimiento de las previsiones realizadas. En el caso del sector de transporte terrestre, los desajustes por el lado de la oferta y de la demanda también se han ido agrandando progresivamente, y es que a veces la

racionalidad de los agentes económicos pone en aprietos la viabilidad de las políticas de los planificadores. Así, comprobamos que la evolución de los mercados de factores ha puesto de relieve que la matriz energética muestra una complejidad mucho mayor de la esperada, ya que en ella intervienen variables de muy diversa índole, tales como la geopolítica, la demografía, los niveles de desarrollo de los países, las políticas nacionales, los recursos disponibles y la tecnología, amén de una miríada de colaterales imposible de describir aquí. La dicotomía entre lo positivo y lo normativo exige una vez más la búsqueda de una mayor compatibilidad. En este sentido, parece necesario atemperar o al menos revisar determinados incentivos de carácter perverso que se desprenden de objetivos que inicialmente aparecían muy plausibles, tales como los de “*Net Zero Emissions 2050*” y “*Environmental, Social and Governance*” (ESG).

La cuestión española

Por su parte, España, y como consecuencia de la normativa europea, ha desarrollado la Ley de Cambio Climático y Transición Energética (LCCyTE), en la que la electricidad de origen renovable adquiere todo el protagonismo para conseguir la neutralidad del carbono en el 2050. Según los últimos datos disponibles de REE, más de la mitad del parque generador de nuestro país es de origen renovable (58,8%), mientras que el resto es no renovable (41,2%), lo cual quiere decir que se ha conseguido una transformación nada desdeñable digna de mencionar. De los 107.505 MW instalados en la Península, el desglose por tecnologías más relevantes presenta un mix bastante equilibrado, ya que la eólica se sitúa a la cabeza, con un 25,7% del total, seguida de la térmica de gas con el 22,8% —lo que resulta imprescindible como energía de respaldo—, la hidráulica con el 15,9%, la solar fotovoltaica con el 13,7%, la nuclear con el 6,6%, y la cogeneración con el 5,2%. Especial atención merece la hidráulica de bombeo, que a pesar de representar tan solo el 3,1%, permite almacenar energía para cuando el momento lo requiera, ventaja esta de la que muy pocos países disfrutan. Asimismo, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) y la Estrategia de Descarbonización a 2050 son más exigentes en el cumplimiento de los objetivos comunitarios que la propia UE, como sucede en el caso de la mejora de la eficiencia energética en el consumo de la energía primaria en un 39,5%, frente al 32,5% que prevé la Comisión, lo que redundará en mejoras de la intensidad energética y en la dependencia exterior. No en vano, para lograr un mayor peso de las energías renovables los planes prevén inversiones cercanas a los 90.000 millones de euros hasta alcanzar los dos tercios del total, cuyos fondos vendrán fundamentalmente del sector privado.

La intensidad del cambio tecnológico en los últimos años ha introducido una mayor velocidad a los procesos de descarbonización de la economía y, por consiguiente, ha anticipado la caducidad de determinadas políticas que afectan a



la energía y a la fiscalidad. Ello se visualiza en los permanentes cambios, a veces excesivamente bruscos, en la implementación de medidas en el terreno de la energía —y también de la fiscalidad—, lo que ha hecho más difícil una gestión sin sobresaltos para productores y consumidores; y, lo que resulta aún más oneroso, ha incurrido en unos sobrecostes que, por mucha voluntad de aplazamiento que haya, alguien tarde o temprano se verá obligado a pagar.

Por otro lado, es necesario resaltar el efecto positivo que ha jugado la inexorable irrupción de las energías renovables en el parque generador, lo que nos ha permitido reducir nuestra tradicional dependencia exterior y, al tiempo, las emisiones de CO₂, objetivos en consonancia con el compromiso del cambio climático. Si bien nadie cuestiona la importancia de las energías renovables y su necesario predominio en el futuro, la cuestión fundamental que se suscita en la actualidad, si queremos seguir disfrutando de una vida saludable en nuestro planeta, es cómo hacer el tránsito desde una economía basada en energías fósiles altamente emisoras de CO₂ hacia otra totalmente descarbonizada sin dañar la economía.

Hay que subrayar que la energía de origen renovable es altamente competitiva y de bajo precio. Sin embargo, presenta ciertas debilidades inherentes a su naturaleza, tales como la intermitencia, la dispersión y su carácter difuso, lo que exige mantener una capacidad de respaldo que es preciso implementar y retribuir. Por sus características, y España no es una excepción, tanto el gas como la energía nuclear se presentan como alternativas válidas en la actual “transición energética” en la que nos encontramos, y muestran su clara ventaja frente al carbón. No obstante, debido a la situación geopolítica actual, se observa un efecto muy negativo, como es el aumento de la utilización de este último en las térmicas convencionales, lo que se ve reflejado en el aumento del precio en los mercados internacionales, desde los 160 \$/Tm a principios de este 2022 hasta los 390 \$/Tm actuales. Tampoco resulta casual que en la nueva taxonomía energética de la Unión Europea se hayan incluido como energías “verdes” el gas y la nuclear, si bien queremos entender que a pesar de que no se ajustan al concepto más estricto de energías no contaminantes, se consideran necesarias para la transición hacia una economía libre de carbono. En este contexto, las energías que se muestran claramente perdedoras serán el petróleo, de mayor dificultad de sustitución, y el carbón.

También es necesario destacar que, en general, todas las energías viajan mal o, lo que es lo mismo, el transporte requiere costes adicionales que incorporan desde el origen de producción hasta su consumo final, lo que complica enormemente su gestión, especialmente en un contexto de gran complejidad geopolítica como el actual. Además, la necesaria ubicación de las instalaciones en los principales sumideros de energía requiere la existencia de plantas de generación que garanticen el suministro a los grandes conglomerados

industriales. Esta exigencia, unida al cumplimiento de los objetivos previstos en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, requiere el desarrollo de los denominados mercados de capacidad, similares a los que están funcionando en otros países europeos. De esta forma se consigue remunerar a la energía de respaldo, lo que permite formalizar la garantía de suministro ante la intermitencia de la energía renovable.

Esta cuestión se ha evidenciado de una manera más acuciante ante las tensiones en el mercado del gas y la necesidad no prevista de alargar el funcionamiento de las térmicas de carbón y las nucleares. El hecho de que el gas se haya convertido en el principal protagonista en el proceso de transición energética ha ocasionado un auténtico *boom* de su consumo, con importantes consecuencias en la política exterior y en los precios de la demanda final, lo que a su vez ha puesto de relieve las debilidades del modelo sobre el que se asentaban los objetivos iniciales para la descarbonización.

España presenta importantes rentas de situación en lo que se refiere a la disponibilidad y transporte de gas, ya que cuenta con conexiones desde el norte de África por tubería: MEDGAZ desde Argelia y MAGREB-Europa desde el Reino de Marruecos, aunque temporalmente cerrado desde Argelia. Con el continente nos unen dos gasoductos, el de Euskadour (País Vasco) y el de Larrau (Navarra). Adicionalmente, dispone de una importante capacidad de regasificación de gas natural licuado (GNL), ya que cuenta con siete plantas regasificadoras, cuatro en la vertiente atlántica: Bilbao, Gijón (en hibernación), A Coruña (Mugarbos) y Huelva; y otras tres en el Mediterráneo: Barcelona, Sagunto y Cartagena. En total se dispone de una capacidad de 82 bcm, mientras que la demanda total es aproximadamente de 32 bcm. Dado que no llega ni una sola molécula de gas del Nord-Stream, el problema que se suscita es fundamentalmente de precio, no de cantidad. Asimismo, la capacidad de almacenamiento garantiza el consumo de 27 días y medio, lo que permite disfrutar de una situación razonablemente confortable.

Es por tanto lógico pensar que Alemania mire hacia España como un punto de entrada estratégico para compensar el retraimiento de la oferta de gas por el Nord-Stream, impuesta por el conflicto con Rusia. En este sentido, aumentar las conexiones por tubería a través de Francia ha puesto de actualidad el proyecto del gasoducto MidCat a través de los Pirineos catalanes, con una capacidad de 7,3 bcm/año, lo que reforzaría la disponibilidad de este combustible en el norte de Europa. Sin embargo, han surgido dudas importantes. Primero, en cuanto a la amortización de la inversión, que se eleva a 370 millones de euros para España en el tramo hasta frontera. Segundo, por la necesidad de Francia de reforzar su red de transporte por el sur. Tercero, las tarifas a aplicar, dado que el gas está también llamado a minimizarse en el medio y largo plazo si se cumplen los objetivos de descarbonización para el año 2050, *a contrario*



sensu significaría poner en duda el proceso ya iniciado.

Igual problemática presenta el proyecto alternativo del gasoducto Barcelona-Livorno por el Mediterráneo, con 700 km de longitud y un coste aproximado de 3.000 millones de euros a partes iguales. Además, resultaría difícil de justificar la entrada del GNL por la península ibérica para transportarlo por tubería a Francia o Italia, cuando estos países pueden recibirlo directamente en sus respectivos puertos de Marsella o Livorno, respectivamente.

Asimismo, la red de gasoductos aparece como una posibilidad añadida para su utilización como transporte de hidrógeno renovable, ya que en los planes europeos se prevé producir 10 millones de Tm de este combustible e importar otros 10 millones para el año 2030, con la finalidad de sustituir los combustibles fósiles, carbón, gas y petróleo, a medio plazo. Sin embargo, se plantean problemas por el lado de la demanda, ya que los futuros clientes no están todavía preparados para el cambio, dado el cortísimo plazo que se maneja; y, por el de la oferta, porque se dan restricciones técnicas importantes todavía por resolver. Tal sería el caso si se produjera con energías renovables, debido a su intermitencia (hidrógeno verde) y, por supuesto, los inconvenientes de su almacenamiento. De igual modo cabe añadir el problema de la menor resistencia del acero de los actuales gasoductos a la molécula de hidrógeno, así como la mayor posibilidad de que se produzcan fugas o escapes. Por su parte, la opción del hidrógeno azul necesita la utilización de combustibles fósiles y el consiguiente secuestro de las emisiones y su posterior almacenaje, lo que plantea no solo importantes interrogantes técnicos, sino también de precio, por lo que no parece realista una solución de este tipo a gran escala, ni a corto ni a medio plazo, y menos aún actuar improvisadamente.

Alternativas energéticas

En el repaso de otras tecnologías que ayuden en el proceso de descarbonización, resulta obligado referirse, en el capítulo de la energía nuclear, a las nuevas tecnologías desarrolladas en los reactores modulares o de bolsillo (SMR). Estos reactores no sobrepasan los 300 MW de potencia, se construyen en fábrica y luego se trasladan al lugar del emplazamiento. La recarga se produce entre tres y siete años, y son susceptibles de utilizar el combustible gastado por las centrales nucleares convencionales. Además, presentan un mayor grado de seguridad, ya que esta tecnología interrumpe la reacción en cadena al superar una determinada temperatura. No parece que sea una opción para desechar a priori, toda vez que economías tecnológicamente avanzadas como las de Estados Unidos y el Reino Unido, así como conglomerados industriales de gran solvencia tecnológica como Rolls-Royce o GE Hitachi Nuclear Energy, están desarrollando este tipo de tecnología. El Grupo IDOM del País Vasco ya está

trabajando en estos desarrollos. Ahora bien, parece obvio que en la situación actual resulta mucho más económico alargar la vida útil de las centrales nucleares existentes. Esta es una decisión que no permite más dilación, por cuanto otras economías de nuestro entorno ya la han adoptado, y de no hacerlo con prontitud iremos aumentando la dependencia del gas, lo que entrañaría serios riesgos en términos de suministro y de precios.

En lo que se refiere a la energía hidráulica, España mantiene una posición envidiable en comparación con otras economías europeas. Si bien la climatología ibérica es una de las más complejas del mapa europeo, las importantes obras de infraestructura llevadas a cabo durante décadas permiten el aprovechamiento de la pluviometría hispana hasta alcanzar límites difíciles de superar. La cuestión fundamental por resolver es cómo se puede atender al mismo tiempo, con los recursos hídricos disponibles, a las exigencias de los sectores agrario e industrial, la producción de energía eléctrica, el consumo residencial y la necesaria regulación de las cuencas hidrográficas. Por su parte, el carácter cíclico de las precipitaciones anuales exige una planificación que a duras penas puede solventar todas las necesidades hídricas de la economía. Los informes disponibles coinciden en señalar que el cambio climático se viene produciendo desde hace varias décadas, lo cual exige tanto un mayor grado de previsión como también reducir muchas de las ambiciones actuales, por lo menos a corto plazo, tales como ampliar regadíos o promover desarrollos urbanísticos intensivos en consumo de agua. Los acuíferos son los reservorios más importantes de agua y se encuentran sobrexplotados, lo que supone un grave problema por cuanto constituyen nuestras reservas estratégicas. Por otro lado, las precipitaciones torrenciales cada vez más frecuentes, conocidas por *DANA*, resultan imposibles de embalsar en su totalidad, ya que en el mejor de los casos tan solo se consigue la décima parte. Es, por tanto, necesario contribuir a la recuperación de los acuíferos y hacer un uso más racional de los embalses.

Una alternativa en simbiosis con las energías renovables para actividades muy intensivas en el consumo de agua, como el sector turístico o el hortofrutícola, se encuentra en la desalación. La combinación de energía solar y desalación puede contribuir a los objetivos climáticos sin restringir su desarrollo sectorial, aunque la viabilidad de estas instalaciones pasa por mantener su funcionamiento constante en el tiempo y no recurrir a ellas solo en tiempos de sequía, ya que esta discontinuidad las hace inviables económicamente. Tratar de aumentar la cantidad embalsada cuando el volumen de precipitaciones está disminuyendo tiene poco sentido; la cuestión fundamental radica en perfeccionar los sistemas de prevención de las sequías y conseguir una mejor gestión de los recursos disponibles.

En este sentido, cobra especial importancia la disponibilidad de agua para producir energía hidráulica. La capacidad instalada de esta modalidad de energía



en España no es en absoluto despreciable, ya que supone el 14,8% de un total de 115.595 MW instalados. De ellos, el 2,9% corresponde a la hidráulica de bombeo, lo que permite la posibilidad de disponer de capacidad real de almacenar energía eléctrica, una ventaja de la que muy pocas economías pueden disfrutar para atender los picos de demanda, y además es cien por cien renovable. Avanzar en los proyectos de ingeniería civil para aprovechar todas las posibilidades existentes de la hidráulica de bombeo constituye una prioridad incuestionable. Cuanto mayor sea la capacidad de bombeo, más disminuirá la dependencia del gas de importación como energía de respaldo.

A modo de conclusiones

El nuevo orden internacional descrito y la enorme dimensión que adquiere el cambio climático requieren importantes dosis de pragmatismo, pero al mismo tiempo se debe contemplar la necesaria flexibilidad que permita la adaptación a las necesidades de cada momento. La transición energética hacia la progresiva descarbonización total de la economía se antoja como un objetivo irrenunciable. Ahora bien, ni la climatología puede alzarse como una nueva religión, ni las energías renovables pueden ser a día de hoy la panacea de todos los problemas que acarrea el abandono más o menos apresurado de las energías fósiles. La nueva geopolítica, la diversidad de los ritmos de crecimiento de las diferentes economías, emergentes y no emergentes, unido a la enorme complejidad de la matriz energética, requieren mayores dosis de prudencia en las políticas públicas y atemperar los ritmos de consecución de los objetivos previstos, si no se quiere correr el riesgo de morir de éxito. En este sentido, las ocurrencias cortoplacistas en función de los calendarios electorales no constituyen la mejor de las soluciones.

El hecho de haber establecido métricas específicas con horizontes temporales prefijados en las políticas de cambio climático ha permitido abrir procesos movilizados de amplio calado en la sociedad, lo cual es muy loable a la vez que estimulante; pero no es menos cierto que la realidad impone sus restricciones, y las decisiones de política interna y externa introducen multitud de imponderables que es necesario tener en cuenta. Dada la amplitud de los plazos acordados para los objetivos de 2030 y 2050 no es de extrañar que se puedan presentar todo tipo de dificultades, lo que no justificaría su postergación, y menos aún su abandono, ante la situación crítica del calentamiento global que padecemos.

Ahora bien, de no remediarse pronto la actual situación, la elevada dependencia de España de gas y petróleo frente a terceros nos puede hacer retroceder a la complejidad de épocas pretéritas del siglo pasado, en las que había que enfrentarse con cárteles de oferta y demanda, conflictos militares y una elevada

volatilidad en los precios. De algo tendrían que servir esas experiencias para no caer en los mismos errores del pasado.

Observamos que cambio climático y desglobalización imponen serias restricciones a los objetivos planteados en el ámbito de la energía en el corto plazo, por cuanto hay que readaptarlos a las nuevas exigencias actuales. En la nueva taxonomía energética adoptada por la UE, la energía nuclear continuará jugando un papel esencial en la transición energética, debido fundamentalmente a su carácter no emisor, a pesar de los riesgos que comporta en términos de seguridad y residuos. Por su parte, las energías renovables como solución a medio y largo plazo resultan incuestionables; lo que no quiere decir que para lograr la descarbonización total de la economía no vaya a requerirse igualmente una transición en la que el gas seguirá jugando un papel muy importante, decisivo, pero al mismo tiempo deben contemplarse otras fuentes de energía de respaldo, tales como la continuidad de la vida útil de la nuclear y, en el caso español, la hidráulica de bombeo. Alargar los períodos de funcionamiento de las nucleares y realizar las inversiones para un mayor aprovechamiento de la hidráulica de bombeo resultan cruciales para la buena marcha de nuestra economía, lo que posibilitaría reducir la dependencia del gas importado.

El modelo regulatorio europeo en general, y el ibérico en particular, han funcionado satisfactoriamente hasta ahora, pero aun aceptando que las situaciones excepcionales requieren medidas excepcionales, no se conoce un sistema asignativo más eficiente que el mercado a través de las señales de precios. El modelo marginalista vigente en el mercado mayorista de electricidad se ha revelado poco eficiente en la actual coyuntura, lo que exige su revisión en consonancia con los parámetros europeos. Esta revisión debería garantizar el mantenimiento de las condiciones de competencia en todo el territorio de la UE. Es por todo ello que las autoridades nacionales y europeas deben actuar con cautela a la hora de intervenir los mercados, por cuanto se corre el riesgo de que un exceso de voluntarismo traiga consecuencias no deseadas en términos de crecimiento y desempleo. En consecuencia, toda intervención debería respetar dos condiciones: primera, estar muy acotada en el tiempo, y, segunda, evitar los incentivos perversos que precisamente acrecientan los problemas que se desea remediar.

Las infraestructuras de transporte de energía deben contar con una financiación adecuada, especialmente en un entorno de crecientes tipos de interés, y un marco regulatorio estable y predecible. El reforzamiento de la red de transporte de electricidad es indispensable para el cumplimiento de los objetivos del desarrollo de energías renovables. Las interconexiones de la península ibérica con Europa son claramente insuficientes, por lo que resulta estratégico aumentar su capacidad, diferenciando las eléctricas de las de gas. Mientras



que las primeras resultan imprescindibles, para las de gas se debería tomar en consideración que España carece de este combustible una vez descartado el *fracking*. Sin embargo, el gran número de regasificadoras constituye una ventaja y nos asegura la disponibilidad de suministro, aunque no el precio. La posibilidad de iniciar costosos proyectos de inversión en la red de gasoductos para aumentar las interconexiones y transportar gas y/o hidrógeno, no puede ser el resultado de la improvisación y el apresuramiento, ya que requieren mucho análisis de la geopolítica, estudios de largo plazo, y prudencia, toda vez que el gas también está llamado a ser una energía residual en el horizonte del 2050, o más años.

La enorme tarea aquí descrita difícilmente se podrá llevar a cabo sin el necesario consenso del conjunto de las fuerzas políticas, ya que las implicaciones de la política energética superan ampliamente el ciclo electoral, por lo que esta debe garantizar la estabilidad y la eficiencia del sector energético en el conjunto de la economía, a medio y largo plazo.

De todo lo anterior se infiere que dependiendo del mayor o menor acierto en las políticas públicas —y las respuestas del sector privado ante los retos planteados por la transición energética— se podrá (o no) iniciar un largo período de crecimiento que devuelva la prosperidad y la ilusión perdidas.

CÍRCULO CÍVICO DE OPINIÓN
Noviembre, 2022



EL PETRÓLEO EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Antonio Merino

*Técnico Comercial y Economista del Estado
Director de Estudios de Repsol*

Rodnan García

*Ingeniero de Petróleo
Gerente de Energía en la Dirección de Estudios de Repsol*

1. Introducción

No hay duda de que la humanidad debe de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y, en particular, las de CO₂ y de que esto va a ser difícil a niveles consistentes con el Acuerdo de París¹, por no mencionar el alcanzar las emisiones netas cero en 2050.

Además, estos objetivos no señalan el camino sino la meta final, y dejan en manos de las autoridades responsables la senda a recorrer. No se habla en el Acuerdo de “imponer” una senda en particular, sino de tener unos compromisos nacionales revisables, ya que esta elección depende de diversos factores: entre otros muchos, la condición de partida de cada nación o región, las tecnologías disponibles o los escenarios de precios.

La transición debería hacerse con el menor impacto económico para la sociedad, y dando oportunidades a todas las tecnologías para que prevalezcan las más competitivas, tanto desde el punto de vista técnico como económico y social; eso sí, que lleven a alcanzar el objetivo planteado, o que sean las que nos acerquen más al mismo. Porque si de algo hay que estar seguros es de que el objetivo de París de mantener el aumento de la temperatura mundial en este siglo muy por debajo de los 2 °C de los niveles preindustriales no se va a alcanzar con una sola tecnología.

¹ El 12 diciembre de 2015, en la COP21 de París, las Partes de la CMNUCC (Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático) alcanzaron un acuerdo histórico para combatir el cambio climático y acelerar e intensificar las acciones e inversiones necesarias para un futuro sostenible con bajas emisiones de carbono. En concreto, el objetivo central del Acuerdo de París es reforzar la respuesta mundial a la amenaza del cambio climático manteniendo el aumento de la temperatura mundial en este siglo muy por debajo de los 2 grados centígrados por encima de los niveles preindustriales, y proseguir los esfuerzos para limitar aún más el aumento de la temperatura a 1,5 grados centígrados.

Adicionalmente, los escenarios que plantean que la demanda de combustibles fósiles decrecerá rápidamente por regulación o por concienciación implican que los precios de estos serán bajos. Esto se está demostrando un error, porque cuando la senda implica que desde este momento hay que dejar de invertir en estos combustibles y la demanda no se reduce, el resultado es un escenario de precios altos que, en la mayor parte de los casos, retrasará la transición a menos emisiones.

En este sentido, analizar el papel que ejercerá el petróleo en la transición energética es un ejercicio que se puede hacer desde un punto de vista teórico/normativo o desde uno más pragmático/positivo.

Si somos estrictamente teóricos, hay poco que decir: sencillamente, que el petróleo contribuye con alrededor de un tercio (~32% en 2020) de las emisiones de CO₂ provenientes de los combustibles fósiles (carbón ~44% y gas natural ~24%)², y esto podría parecer suficiente para condenar al petróleo y poner todo el esfuerzo político, regulatorio e inversor en reducir a la mínima expresión su participación en la matriz energética del futuro; por supuesto, junto con el carbón y el gas natural.

Pero si la aproximación es más pragmática, hay otros muchos factores para tener en cuenta antes de ser tan categóricos en la eliminación del petróleo de la matriz. Entre estos factores se pueden mencionar:

- Económicos: ¿Qué efecto sobre la economía trae realmente la sustitución del petróleo por electricidad? ¿Se puede realizar la transición hacia una matriz libre de combustibles fósiles sin exacerbar la volatilidad de los precios de las materias primas?
- De tendencias de la demanda: ¿Cuál es la demanda esperada de petróleo en el corto, medio y largo plazo de acuerdo con las dinámicas actuales y previsibles? ¿Es realmente sencillo aumentar significativamente el uso de otras fuentes alternativas al petróleo en la matriz de consumo del sector transporte?
- De oferta: ¿Cuáles son las consecuencias de una reducción significativa de la inversión en exploración y producción (E&P) de petróleo? ¿Qué tiene que decir un cartel como el de la OPEP en este contexto de transición? Lo cual, por lo demás, deja entrever también factores geopolíticos.

En esta contribución se quiere aportar un análisis objetivo del papel que debería tener el petróleo en la transición, dando respuesta a las preguntas antes planteadas, entre otras.

2 Anuario estadístico energético de Repsol 2021.



Con esta finalidad, en un primer apartado se contextualiza la participación del petróleo en las matrices globales de energía primaria y final, considerando su evolución histórica y las principales estimaciones a futuro que están ahora mismo sobre la mesa. A continuación, se realiza un análisis sobre cómo han cambiado las condiciones de partida en los últimos dos años, para, seguidamente, entender las dinámicas de la demanda futura de petróleo. Luego se realiza un análisis sobre el reto que supone por el lado de la oferta dar respuesta a esa demanda futura, cualquiera que esta sea. Y, finalmente, se presentan unas conclusiones a modo de resumen de las principales ideas del texto.

2. Contextualizando el papel del petróleo en la matriz energética: pasado, presente y futuro

El petróleo ha sido la fuente predominante en la matriz de energía primaria mundial desde la segunda mitad del siglo XX, desplazando al carbón, que dominó durante la primera parte de ese siglo y que con anterioridad había desplazado a la biomasa tradicional, fuente hegemónica hasta más o menos mediados del siglo XIX.

El peso del petróleo en la matriz energética primaria en 2020 (último dato consolidado) alcanzó alrededor de un 30%. Sin embargo, la participación del petróleo en la matriz primaria ha pasado de un 45% justo antes de la segunda crisis del petróleo en 1979 al 30% de ahora. Esta contracción de 15 puntos porcentuales (p.p.) ha sido paulatina y a favor de otras fuentes como el gas natural (+7 p.p. en el periodo), la nuclear (+3 p.p.), el carbón (+2 p.p.) y, más recientemente, las renovables (+2 p.p.).

Respecto al consumo final de energía, se produce un fenómeno parecido explicado principalmente por dos dinámicas: por un lado, la evolución de la estructura de la matriz de consumo final de energía en el sector industrial; por otro, la participación del petróleo en la generación eléctrica.

Respecto a la primera dinámica, la participación del petróleo en la matriz de la industria ha pasado de un 27% en la década de 1970 a un 10% en 2020, al tiempo que el peso de la electricidad pasaba de un 14% a un 27%, o el del carbón de un 27% a un 31% (con un máximo de 39% en 2011); el gas siempre ha mantenido una participación en la industria en torno de un 20%.

En el caso de la generación de electricidad, la dinámica de sustitución ha sido aún más acentuada. La electricidad generada con petróleo comprendía en el decenio de 1970 casi un cuarto del total generado, mientras que ahora representa apenas un 2%. Este fuerte retroceso del peso del petróleo ha sido cubierto con un aumento del peso del gas natural (+12 p.p.) y de las nuevas renovables —eólica y solar— (+9 p.p.); la participación del resto de fuentes ha

variado sustancialmente menos.

Ambas dinámicas partieron de la necesidad de buscar alternativas al petróleo después de las crisis de los años 70 del siglo pasado, las cuales pusieron de manifiesto la volatilidad que introducía en el mercado el factor geopolítico —algo similar a lo que se está viviendo hoy día con la invasión de Rusia a Ucrania—. Pero, a la vista de los datos, se puede decir que esa sustitución del petróleo tanto en la industria como en la generación se realizó de forma exitosa.

Pero esta reducción del uso del petróleo en generación e industria no debe hacernos pasar por alto un hecho que sin duda es más trascendental: el significativo aumento del consumo final de petróleo tras las crisis del petróleo. Si bien el crecimiento del consumo final de petróleo entre 1979 y 2020 es de casi un 60% —muy por debajo del registrado por la electricidad (+240%) o el gas (+100%)—, los 1.509 millones de toneladas equivalentes de petróleo (tep) en que se ha incrementado el consumo final de petróleo en ese período representan un 33% del incremento total del consumo energético final (mientras que el aumento de la electricidad representa un 30% y el del gas un 17% del total). En suma, el petróleo es la fuente que más ha aumentado su consumo final en el mundo entre 1979 y 2020.

¿Y adónde han ido todas estas toneladas de petróleo? Pues al sector transporte. En 1979, el transporte movido con petróleo pesaba en el consumo total de energía final un 22%, en 2019 registró un 26%, y en 2020, debido a la pandemia, se situó en un 24%. Hoy día el 93% del transporte se mueve con petróleo, y esta proporción es la más baja de los últimos cincuenta años, cayendo desde el 98% que representaba en 2005, principalmente como consecuencia de la entrada de nuevas tecnologías —biocombustibles y vehículos eléctricos— en la matriz de transporte.

Como se ha mencionado, el peso del petróleo en el sector transporte supera el 90%, pero habría que poner esta cifra en contexto. En términos de nivel de consumo energético —en toneladas equivalentes de petróleo—, el transporte puesto en funcionamiento con petróleo es el sector que más energía consume considerando el funcionamiento de todos los sectores (industria, transporte, residencial, servicios, agricultura, etc.) con cualquier fuente energética (petróleo, carbón, gas natural, electricidad, biomasa, etc.). El transporte movido con petróleo consume el doble de energía que la consumida por el sector residencial, más servicios y agricultura, con electricidad, o que la industria que funciona con carbón o electricidad.

La principal conclusión hasta aquí es que si se quiere hablar del papel del petróleo en la transición hay que analizar el papel del transporte y la movilidad en la transición. Pero veamos primero qué dice sobre este asunto una organización de referencia mundial como la Agencia Internacional de la Energía (AIE).



En su *World Energy Outlook* de 2021 (WEO21), la AIE plantea un contexto energético, de partida, retador. Por un lado, apunta un avance importante de las energías renovables, que crecieron con fuerza en 2020, sobre todo respecto a las energías fósiles, que sufrieron un gran revés ese año debido a la contracción de la demanda por motivo de la pandemia. Sin embargo, la AIE reconoce que cada dato que muestra la velocidad del cambio puede ser contrarrestado por otro que muestra la “terquedad del *statu quo*”. Asimismo, también menciona que, a pesar de todos los avances logrados por las energías renovables y la movilidad eléctrica, en los últimos años se ha registrado un gran repunte en el uso de carbón y petróleo, con excepción de 2020 por razones obvias. En gran parte por esta razón, también se calcula que en 2021 se ha experimentado el segundo mayor aumento anual de emisiones de CO₂ de la historia.

Para entender el papel que le concede la AIE al petróleo en sus escenarios, hay que mencionar, aunque sea sucintamente, en qué consisten estos escenarios. En su WEO21 la AIE ofrece básicamente cuatro escenarios para explorar las posibles vías de la evolución energética en cuanto al alcance de los objetivos climáticos.

- El escenario de Políticas Declaradas (STEPS) supone que los riesgos significativos para la salud pública están bajo control a lo largo de 2021, lo que permite una recuperación constante de la actividad económica. Este escenario incorpora la evaluación de la AIE de todas las ambiciones y objetivos políticos actuales, incluidos los componentes energéticos de los paquetes de estímulo y recuperación anunciados. Los objetivos generales en energía y medio ambiente, incluidos los objetivos “*Net-Zero*”, se aplican en la medida en que están respaldados de manera creíble por políticas y medidas específicas en diferentes partes del sector energético.
- El escenario de Desarrollo Sostenible (SDS) se basa en las mismas perspectivas económicas y de salud pública que STEPS, pero investiga el impacto de un compromiso político mucho más fuerte con las recuperaciones sostenibles, lo que a su vez conduce al pleno logro de los objetivos climáticos, de aire limpio y de acceso a la energía. El detalle a corto plazo se extrae del Plan de Recuperación Sostenible de la AIE, que impulsa las economías y el empleo, al tiempo que construye sistemas energéticos más limpios y resistentes.
- El escenario de Compromisos Anunciados (APS) incorpora los compromisos para alcanzar emisiones netas cero en 2050 así como la actualización de las contribuciones nacionales para alcanzar dicho fin. Es un escenario que se sitúa entre el STEPS y el SDS.
- El escenario de Emisiones Netas Cero para 2050 (NZE2050) complementa el análisis del escenario SDS. Este último requiere que muchas economías

avanzadas alcancen emisiones netas cero para 2050 a más tardar. El NZE2050 incluye un modelo detallado de la AIE de lo que se necesitaría para poner las emisiones de CO₂ en un camino hacia cero netas a nivel mundial para 2050.

Veamos entonces. En el STEPS, la demanda mundial de petróleo supera los niveles de 2019 en 2023, antes de alcanzar su nivel máximo de 103 millones de barriles diarios (b/d) más o menos en 2030, nivel que mantendría todo el período de análisis de la AIE hasta 2050. En el APS, la demanda mundial de petróleo alcanza su punto máximo poco después de 2025 y luego cae alrededor de 1 millón de b/d por año hasta 2050, para situarse ese año en 78 millones de b/d. En el NZE2050, la demanda cae en más de 2 millones b/d por año entre 2020 y 2050, hasta situarse este último año en los 47 millones de b/d.

A pesar de tener cuatro escenarios, la AIE centra el análisis de su WEO21 en dos: el APS y el NZE2050. El primero podría considerarse su escenario base, aquel que se puede alcanzar con un compromiso total con lo anunciado en materia climática. Mientras que el segundo es su escenario teórico/normativo sobre lo que debería suceder.

Como se ha visto, el transporte tiene el nivel más alto de dependencia de los combustibles fósiles de cualquier sector y representa el 37% de las emisiones de CO₂ de los sectores de uso final (7,1 Gt en 2020). En los últimos años, el transporte ha experimentado el crecimiento más rápido de emisiones de CO₂ de cualquier sector como resultado del aumento de la demanda. Se estima que para 2030 las emisiones del transporte sean casi 2,5 Gt más altas en el escenario APS que en el NZE, con el transporte por carretera representando alrededor de tres cuartas partes de la brecha entre ambos escenarios. Una de las principales razones detrás de las mayores emisiones en el escenario APS es el fuerte crecimiento de la demanda en economías emergentes y en desarrollo, muchas de las cuales no tienen compromisos netos cero. Por ejemplo, más del 40% de las ventas mundiales de automóviles en 2030 tienen lugar en este tipo de economías, donde no hay estos compromisos. Políticas de eficiencia energética y demanda evitada más débiles resultan en alrededor de 1,3 Gt más de emisiones en el APS en 2030 que en el NZE. En el APS, la demanda de energía para el transporte es un 24% más alta en 2030 que en 2020, mientras que en el escenario NZE está en aproximadamente el mismo nivel que en 2020.

El transporte por carretera representa más del 15% de las emisiones totales de CO₂ relacionadas con la energía en la actualidad. El escenario APS estima que las emisiones de CO₂ aumentan en alrededor de un 10% hasta 2030, mientras que en el escenario NZE las emisiones en 2030 caerían un 25% desde el nivel actual. Sin embargo, en el escenario APS este nivel de reducción de emisiones solo se alcanzaría en 2050. Los vehículos eléctricos de dos o tres ruedas alcanzarán una cuota de mercado del 60% en 2030 en el escenario APS, frente al



30% actual, pero muy por debajo del 85% en el escenario NZE. Los vehículos eléctricos de dos o tres ruedas tienen un costo adicional menor que los coches eléctricos y necesitan menos energía para cargarse. Por esta razón, se utilizan ampliamente en los países emergentes y en desarrollo. Las ventas de vehículos eléctricos sobre el total de ventas de automóviles son de alrededor del 30% en el escenario APS en 2030, y del 60% en el NZE. Atendiendo a los camiones, la diferencia es más marcada: representan alrededor del 5% de las ventas de camiones pesados en el escenario APS en 2030, inferior al 25% estimado en el escenario NZE.

En varios países se han propuesto nuevos y ambiciosos objetivos que les acercarían a alcanzar los hitos recogidos en el escenario NZE. El Reino Unido se ha fijado el objetivo de prohibir la venta de nuevos automóviles con motor de combustión interna (incluidos los híbridos) en 2035 y Canadá recientemente anunció un objetivo similar también para 2035. La Unión Europea lanzó recientemente su paquete de reformas *Fit for 55*, que propone normas que prohíben la venta de automóviles de combustión interna a partir de 2035, incluyendo los que podrían utilizar combustibles sintéticos de emisiones cero; es decir, se condena a una tecnología que puede ser clave para reducir emisiones si se continúa mejorando la eficiencia de los motores y la descarbonización de los combustibles utilizados.

En los últimos años, China ha estado en el centro de la transición hacia vehículos eléctricos, pero el compromiso de eliminar gradualmente las ventas de automóviles de combustión interna es esencial para lograr la neutralidad de carbono a largo plazo.

Según la AIE, la flota mundial de automóviles eléctricos rentables a nivel global podría alcanzar más de 250 millones en 2030, alrededor de un 30% más que en el escenario APS, y tan solo alrededor de un 15% más bajo que en el escenario NZE. Por rentable, la AIE se refiere a que el vehículo eléctrico sea competitivo respecto a los vehículos de combustión interna en términos de coste total de propiedad, esto es, el coste de la compra del vehículo y el coste de funcionamiento (por ejemplo, el combustible utilizado y el coste de mantenimiento).

La aviación y el transporte marítimo son sectores donde los combustibles fósiles y, en concreto, el petróleo, tendrán una participación significativa tanto en el escenario APS como en el NZE. El petróleo representará el 85% de la demanda total de combustible de aviación en 2030 en el escenario NZE, y el resto se cubrirá con queroseno biojet y queroseno sintético. Respecto al transporte marítimo, el peso del petróleo alcanzará alrededor del 80% durante el mismo período. En el escenario APS, sin embargo, el petróleo todavía representa más del 90% de la demanda total en ambos sectores en 2030.

En definitiva, la AIE plantea que el peso del petróleo en la matriz energética mundial merme del 32% actual a un 15% en su escenario de emisiones netas cero en 2050, con una disminución importante del uso del petróleo en el transporte como consecuencia de un incremento igualmente importante del uso de la electricidad como fuente de motorización de la movilidad futura, y en menor medida de los biocombustibles. Pero ¿es esto factible? En principio parece un reto impresionante, pero es que además en los últimos dos años las dudas no han hecho más que incrementarse.

3. ¿Cómo han cambiado las condiciones de partida en los últimos dos años?

Partiendo de los mínimos de más de veinte años que registró el precio del crudo Brent en abril de 2020 —por debajo de los 20 \$/b—, el contexto actual se desarrolla con un alza de precios (hasta superar regularmente los 100 \$/b desde finales de febrero de 2022), pero cuyas dinámicas no son exclusivas del petróleo, sino que se extienden a la mayoría de las materias primas y a la electricidad, apuntando a un nuevo ciclo de materias primas.

Por un lado, en 2021 la recuperación económica experimentada en un entorno de pandemia más bien controlada por los procesos de vacunación, más el apoyo de políticas monetarias y fiscales, permitió una notable alza de la demanda general, que se sumó a la necesidad de reponer los inventarios de mercancías, que se habían reducido durante el año 2020 ante la falta de producción durante los confinamientos. Del mismo modo, la falta de mantenimiento y la cancelación de proyectos llevó a que la respuesta por el lado de la oferta fuera más lenta.

Otra dinámica en 2021 que tuvo —y tiene— un alcance global fue el despertar de la transición energética en China. Si bien las políticas y dinámicas relacionadas con la transición ya tienen enorme recorrido en Europa y algo en Estados Unidos, no ha sido sino hasta 2021 cuando se han visualizado las implicaciones de una transición en China, cuyo Gobierno incluyó objetivos cuantitativos de reducción de emisiones en su plan quinquenal.

China no utiliza mecanismos voluntarios de restricción financiera a través de factores ESG³, sino que produce objetivos en los planes quinquenales. En el último, el XIV de 2020-2025, se presentaba un doble objetivo de reducción de la intensidad de emisiones: CO₂/PIB un 18%, y energía/PIB un 13%. Este doble objetivo se consigue controlando el consumo y la intensidad energética. Además, el objetivo del 87,5% de días de calidad del aire en las ciudades significa

3 ESG procede de las siglas en inglés de Ambiental, Social y Gobernanza. Los inversores aplican cada vez más estos factores no financieros como parte de su proceso de análisis para identificar riesgos materiales y oportunidades de crecimiento.



menos carbón y más gas. No hay un objetivo de crecimiento económico por primera vez, se pondrá año a año.

El sistema de transición chino no se guía tanto por la evolución de los precios, sino por los objetivos de cantidades de CO₂ emitidas y de polución impuestos por las autoridades. En 2021 esto tuvo efectos directos en los mercados energéticos y de materias primas. Primero, hizo que, en aras de disminuir su utilización, se redujera la producción de carbón y se incrementara la demanda de gas. Además, se recortó la producción industrial intensiva en energía, con el fin de evitar, por un lado, que en invierno los ciudadanos experimentasen cortes de suministro y, por el otro, para seguir reduciendo emisiones.

Todo esto ha hecho que el año 2021 haya estado marcado por una importante recuperación de los indicadores de precios energéticos, sobre todo a partir de la segunda mitad del año. Estas dinámicas están impulsando la inflación a máximos de 40 años y generando incertidumbre sobre la respuesta de los bancos centrales y drenando poder de compra a los consumidores, lo que puede acabar pesando sobre la demanda.

La media del crudo Brent se situó en 2021 en 70,9 dólares por barril (\$/b) y su evolución se caracterizó por una marcada tendencia al alza. Si bien el barril de Brent cotizó en 52 \$/b a comienzos de año, el precio superó la barrera de los 70 \$/b en el mes de junio, y, salvo en contadas ocasiones, se mantuvo por encima de dicho nivel a partir de entonces.

En 2022, los precios han continuado al alza. Si ya, como se mencionó, el entorno de subidas de precio estaba influido por la pospandemia y la transición energética en China, ahora se está viendo exacerbado por la invasión rusa de Ucrania desde finales de febrero y las consecuencias de un más que probable embargo a las exportaciones rusas de petróleo. El conflicto entre Rusia y Ucrania ha disparado una crisis que trasciende la geopolítica y alcanza de lleno a las materias primas, poniendo incluso en peligro el crecimiento económico mundial, las dinámicas de transición y hasta el día a día de las personas (pensemos en crisis alimentarias en algunos países).

Desde el inicio del conflicto, el crudo se ha encarecido en casi un 25%, llegando a alcanzar cotas no vistas desde 2008, cercanas a los 140 \$/b; en Europa, tanto el gas natural como el carbón están siendo las fuentes energéticas más afectada por el conflicto, con subidas del 30% y 70%, respectivamente. En consecuencia, la electricidad en Europa ha vuelto a marcar máximos; los metales han experimentado un aumento de alrededor de un 10%, con el níquel superando el 20%; y las materias primas agrícolas han escalado significativamente, liderados por una subida del trigo del entorno de un 40%. Los fertilizantes, en cuyo proceso de fabricación el gas juega un papel trascendental, también experimentan subidas de precio significativas. Todo esto, como mencionábamos, tomando

como base unos niveles que ya venían experimentando incrementos importantes durante la segunda mitad de 2021.

Aunque las implicaciones del conflicto afectan a escala global, es en Europa donde se concentran las mayores y peores consecuencias. La dependencia europea de las materias primas provenientes de Rusia y Ucrania nos sitúa en una posición muy complicada. En otras regiones, como en Estados Unidos, la matriz de generación es más barata y su dependencia energética de Rusia es sustancialmente inferior a la europea.

El conflicto derivado de la invasión rusa en Ucrania, y la respuesta internacional vía sanciones económicas a Rusia, suponen principalmente un shock de oferta para la economía mundial, que será especialmente intenso para Europa.

Sustituir parte de las materias primas importadas de Rusia y Ucrania supone principalmente un aumento de los precios de la energía, lo que afecta a la economía vía reducción de la capacidad de compra y aumento de las expectativas de inflación, afectando así a la demanda y la actividad. Y, lo que es peor, no parece que este shock de oferta sea de corto plazo, ya que será muy complicado revertir las sanciones ya impuestas simplemente por una desescalada del conflicto, más aún cuando de lo que se habla en Europa es de —lo más pronto posible— dejar de depender tanto del petróleo como del gas rusos.

Todo esto está afectando a los precios finales, sobre todo los de la electricidad y el gas, que entran de lleno como componentes en la producción de metales de transición.

Poniendo todo en perspectiva y volviendo al terreno de la movilidad, según la AIE en su escenario NZE2050, los metales y minerales requeridos para la fabricación de tecnologías de energía limpia aumentarán hasta seis veces para 2050, con un crecimiento particularmente alto para materiales relacionados con vehículos eléctricos. Los metales empleados en la fabricación de Vehículos Eléctricos (VE) son más intensivos en el uso de metales como el litio, el níquel y el cobalto. Por su parte, los Vehículos de Combustión Interna Convencionales (VCI) también son intensivos en metales, pero solo en acero.

Desde mediados hasta finales de 2021, solo por los componentes metálicos, el coste de fabricación de un VE había aumentado en alrededor de un 15%. Pero es que no ha dejado de aumentar y, desde principios de 2022 hasta finales de abril, el precio ha aumentado otro 45%. Por su parte, el coste de la fabricación de un VCI en la segunda parte de 2021 se redujo algo más de un 15%, y siguió cayendo otro 14% hasta justo antes de la invasión, para aumentar un 25% hasta finales de abril. Estamos diciendo que el coste de los metales en la fabricación de un VE desde julio de 2021 se ha multiplicado por 1,7, mientras que en la de un VCI lo ha hecho por 0,9. Por no mencionar el encarecimiento



de otros materiales como el silicio, tan importante para los microchips, que se ha multiplicado por tres desde principios de 2021.

Y ¿qué pasa con los biocombustibles? El costo de la energía es relevante en la producción de materias primas. Especialmente en metales y materias primas agrícolas. En este sentido, el precio de las materias primas agrícolas también ha experimentado una subida considerable, sobre todo tras el conflicto entre Rusia y Ucrania. El incremento de los bioetanoles desde principios de 2021 hasta ahora ha sido de casi un 40%, y el del biodiesel de alrededor de un 200%.

En conclusión, la transición y el *boom* “pospandémico” están llevando a un entorno de precios de las materias primas que, si bien se espera que corrija respecto a los máximos actuales —exacerbados por la invasión rusa a Ucrania—, plantea un nivel muy superior al esperado hasta hace solo un año. Esto afecta directamente a los costes de las tecnologías renovables, revertiendo la tendencia a la baja de que venían experimentando en la última década.

4. Dinámicas por el lado de la demanda

El crecimiento y el desarrollo económico demandan una mayor movilidad, un mayor número de servicios y, en resumen, un mayor consumo energético. Sin embargo, gracias a los avances en la tecnología se han logrado, y así seguirá en el futuro, unas menores intensidades energéticas por unidad de PIB, es decir, una mayor productividad o eficiencia energética, que es la clave del futuro. Hay que insistir en la necesidad de que la cantidad de energía consumida por unidad monetaria de PIB descienda de manera notable en los próximos años, tanto en los países industriales como en los países en desarrollo.

Sin embargo, aunque existan mejoras en la eficiencia energética, el aumento de la población y el crecimiento económico determinan que la demanda de energía primaria continúe creciendo en los próximos 25 años por el crecimiento de los países en desarrollo. Estos últimos ya consumen el 60% del total mundial de energía, y se espera que lleguen a representar más del 70% del consumo de energía primaria en el año 2050.

Bastan unos datos para contextualizar esta relación entre desarrollo económico y energía. Existen todavía más de 2.000 millones de personas en los países en desarrollo sin acceso a la electricidad o a cualquier forma de combustible comercial. Además, aproximadamente 1.300 millones de personas, más del doble de la población conjunta de Estados Unidos y la Unión Europea, han comenzado a tener acceso a la electricidad en el período 1970-1995. Existe, por lo tanto, un amplio margen de crecimiento y de mejora en la calidad del desarrollo que exigirá una creciente demanda de energía.

Además, se está produciendo una transición a mayor consumo energético a niveles cada vez más bajos de renta per cápita. Básicamente por el progreso técnico y por los menores costes de la energía. La tecnología está permitiendo un acceso más rápido a la energía y a un menor coste a un mayor número de personas, y es la clave de que esto siga sucediendo en el futuro.

El crecimiento poblacional vendrá acompañado de un incremento de las zonas urbanas. Estos cambios tendrán implicaciones para la cantidad de energía utilizada. En principio, la concentración de la actividad en zonas urbanas puede facilitar ganancias de eficiencia energética a través de economías de escala, sin embargo, las personas viviendo en ciudades y pueblos de países emergentes usualmente utilizan más energía que las que viven en zonas rurales, que suelen utilizar biomasa no comercial, que no tienen disponible en las ciudades.

En definitiva, los impulsores de la demanda de energía seguirán siendo el crecimiento de la población y el aumento del consumo per cápita en las naciones emergentes, que más que compensarán la reducción prevista de consumo en las economías de la OCDE.

Es de esperar que la demanda de petróleo continúe aumentando por lo menos hasta finales de esta década, a pesar de los desarrollos tecnológicos y los objetivos de reducción de emisiones, ya que actualmente los vehículos eléctricos ligeros son la única tecnología implementada a gran escala y con éxito comercial, algo de lo que carecen otros subsectores del transporte consumidores de petróleo.

También es lógico deducir que la demanda de petróleo de los mercados emergentes continúe creciendo con fuerza durante la próxima década, impulsando la mayor parte del crecimiento de la demanda mundial de petróleo hasta 2030. Las altas tasas de crecimiento de la población, el aumento del nivel de vida y una clase media en expansión conducirán a una mayor demanda de automóviles y viajes aéreos (solo el 11% de la población mundial tomó un vuelo en 2018). Sin olvidar el papel de la petroquímica en el desarrollo hacia una sociedad moderna, a pesar de los avances en políticas de reciclaje.

Por el contrario, en el mundo desarrollado, un ritmo más rápido de transición energética y una demografía poco favorable probablemente impulsarán la disminución del consumo de petróleo durante la próxima década. De hecho, se estima que la demanda de algunos de los principales países o regiones desarrollados, como Europa, Canadá y Japón, posiblemente ya haya alcanzado su pico de demanda. Pero la demanda de Estados Unidos, el mayor consumidor de petróleo del mundo, seguirá creciendo, en parte impulsada por el proyecto de ley de infraestructura de 1 billón de dólares aprobado en noviembre pasado.



La clave para la demanda de petróleo en las próximas décadas es la disponibilidad de tecnologías a gran escala, confiables y asequibles, lo que debería dictar cuán rápido se llevará a cabo la transición energética para el petróleo.

Los vehículos eléctricos livianos son la única tecnología que actualmente tiene esas características, y lo más seguro es que continúe siéndolo hasta el final de la década. Esto es relevante ya que los vehículos livianos representan el 28% de la demanda de petróleo. Sin embargo, al considerar el impacto de las emisiones, las implicaciones son más débiles, ya que los vehículos de pasajeros representan menos del 8 % de las emisiones globales.

Una mayor penetración de los vehículos ligeros eléctricos debería implicar una menor demanda de gasolina para 2030. No obstante, la falta de alternativas en otros subsectores impulsaría el aumento de la demanda de todos los demás productos derivados del petróleo a lo largo de la década. Es de esperar que más de la mitad del crecimiento de la demanda a lo largo de esta década provenga de los productos petroquímicos, siendo «Otros productos» (lubricantes, ceras, coque de petróleo, asfaltos) el segundo mayor impulsor del crecimiento, seguido del combustible para aviones.

Pero esto no quiere decir que no se haya recorrido nada en términos de políticas climáticas. Sin iniciativas de descarbonización, la demanda probablemente superaría los 110 millones de b/d en 2030. Los efectos de la descarbonización deberían ser más prominentes a mediados de la década, limitando un mayor crecimiento de la demanda. Las regiones que hasta ahora han encabezado los esfuerzos de transición energética emergerían como centros de creciente demanda de petróleo, principalmente gasolina y gasóleo. Se calcula que solo el mundo desarrollado agregaría casi más de 2 millones de gasolina y diésel a la demanda mundial total de petróleo para 2030 si la electrificación de los vehículos se estancara.

En el corto y medio plazo, el papel del petróleo en la matriz energética es en gran medida no sustituible con fuentes de energía sesgadas hacia la generación de electricidad, debido a la alta intensidad energética de los combustibles y a propiedades de manejo/almacenamientos relativamente fáciles.

5. Dinámicas por el lado de la oferta

Una de las particularidades de la industria de los hidrocarburos es el declinar de su producción, la cual obliga a realizar grandes esfuerzos de inversión simplemente para mantener la producción constante en el tiempo. En este sentido, en términos de balance, la inversión en E&P tiene un doble objetivo: dar respuesta al aumento de la demanda y, sobre todo, contrarrestar el declinar de la producción.

En un análisis conservador, asumiendo un crecimiento medio anual de la demanda global del 1% entre 2020 y 2030 y suponiendo que la reducción de todos los campos en producción a escala mundial sea del 6%, la producción acumulada que sería necesaria poner en el sistema en este periodo para hacer frente a estas dos dinámicas sería superior a 40 millones de b/d.

Sin embargo, la caída de más del 40% de la inversión desde los máximos de 2014 hace entrever que la *tasa de declino* a escala global podría aumentar debido a la cancelación o aplazamiento de nuevos proyectos y de aquellas inversiones destinadas al mantenimiento de los campos más maduros. En este caso, la caída de la producción global pudiera superar el 8%, lo que representaría una necesidad adicional de casi 20 millones de b/d respecto a las necesidades acumuladas hasta 2030 del escenario con un declinar del 6%.

Las decisiones de inversión se hacen con el entorno de precios del momento. Es por esto que, en línea con la caída continuada de los precios del crudo desde los máximos de junio de 2014, la inversión global corrigió de forma directa. En otras palabras, la inversión tiene la particularidad de responder rápidamente a los precios bajos. Entre 2014 y 2015, la caída del precio medio del crudo Brent se situó en un 46%, mientras que la caída de la inversión se situó en algo más de un 30%. Si nos centramos en el contexto actual, a pesar de que los precios del crudo se sitúan en más de 100 \$/b, la industria sigue enfrentando desafíos debido a la falta de inversión generalizada. Las empresas que cotizan en bolsa, en particular las grandes IOC (*International Oil Companies*), continúan resistiéndose a alejarse de los marcos de capital centrados en el retorno (es decir, no buscan petróleo más alto), mientras que las empresas petroleras nacionales (incluida la OPEP+) aún no están dispuestas a aumentar la producción más allá de las cuotas. Si se mantienen estas tendencias, la perspectiva para el petróleo es de deterioro de la elasticidad frente al precio. Estructuralmente, esta configuración (campos de petróleo y gas en declive, incluida una capacidad excedentaria de la OPEP menor a la anticipada, escasez de capital y un entorno regulatorio cada vez más incierto) garantiza una prima de riesgo sostenida más alta en los precios del crudo.

En particular, un cambio clave que se ha registrado por el lado de la oferta respecto a hace apenas unos años es la dinámica de producción de no convencionales de esquisto en Estados Unidos, ya que, con los precios actuales y el esperado entorno de precios altos en los próximos años, la gran mayoría de los yacimientos de petróleo son rentables y deberían atraer inversiones. Pero, hasta más o menos 2018, el crecimiento de la producción fue consecuencia de una política de “*production no matter what*”. Ahora, la adopción de un modelo más ortodoxo de crecimiento de estas empresas, junto con el nuevo entorno de precios generalizado, lleva a que el precio marginal se sitúe en la franja de 65-75 \$/b en lugar de la de 40-50 \$/b. En este sentido, aunque a los precios vigentes se pueden esperar un par de años de sólido crecimiento, seguidamente



se produciría una desaceleración de la actividad incluso en un entorno de precios de 80 \$/b, considerando además los altos niveles de inversión necesarios para contrarrestar el alto declinar y las caídas pronunciadas de producción de los pozos.

Adicionalmente, la inversión va a ser menor porque una parte de los inversores ya ha decidido no invertir en combustibles fósiles, lo que encarece el coste de capital y eleva el precio del crudo que permite atraer inversión. Este tema es clave pues los inversores conocidos como ESG (inversores sostenibles desde el punto de vista medioambiental, de sostenibilidad y de gobernanza) ya han reducido sus inversiones en estas compañías privadas, que explican el 70% de la inversión en el sector petróleo y gas, independientemente de que luego una parte de la producción se realice en países OPEP. Este fenómeno, que es menos perceptible en Estados Unidos frente a Europa, es ya clave en la lenta recuperación de la producción con fractura hidráulica en dicho país, la cual se retrasa porque solo las pequeñas compañías no cotizadas están aumentando de forma significativa sus inversiones, mientras que las grandes están intentando crecer en sectores renovables.

En Europa, el compromiso con las emisiones netas cero en 2050 (en las que la compañía Repsol es la segunda más creíble según diversos índices, por lo detallado y consistente de su programa a largo plazo), ha llevado a que una parte del capex o inversión (casi el 30% en el caso de Repsol) se dirija a actividades de baja huella de carbono. Esto quiere decir que la recuperación de los precios del crudo no se traducirá en aumentos de la inversión en exploración y producción comparables a otros ciclos.

Esta realidad es mucho más visible en el caso de la industria del carbón, donde la correlación en el mercado americano del precio del carbón y de las acciones del S&P sector carbón ha caído fuertemente desde 2011, debido a las restricciones en Estados Unidos a la generación eléctrica con carbón. Probablemente, el endurecimiento de la legislación financiera limitando estas inversiones a las empresas financieras de la OCDE se traduzca en una fuerte restricción de oferta que, de no venir acompañada de caídas de demanda, resulte en un escenario de precios altos del crudo.

Dentro de la OPEP, se espera que la producción aumente en 2022 y 2023 a través de la cancelación de las cuotas, pero parece poco probable que se produzcan mayores aumentos de producción hasta mediados de la década. El no poder alcanzar las cuotas acordadas ha sido una constante durante el segundo semestre de 2021 y el primer trimestre de 2022, y esto solo deja en evidencia que la capacidad de producción real de la OPEP+ está muy por debajo de su capacidad nominal o, por lo menos, de lo que se estimaba hace unos años. Dejando a un lado un pequeño grupo de países de la OPEP con planes muy sólidos, principalmente Arabia Saudita, Irak y los Emiratos Árabes Unidos, todos

los demás enfrentan riesgos a causa de varios factores: retrasos en los planes de inversión de capital debido a la pandemia de COVID-19; fluidos y geología cada vez más complejos en nuevos reservorios; caídas naturales en los activos principales; disminución de la calidad y confiabilidad de la infraestructura, también debido a la insuficiente inversión; desarrollos de políticas poco óptimas, y la inestabilidad política. Dentro del grupo, vemos el mayor riesgo de déficit de capacidad en Nigeria, Angola y Argelia, y con naciones exentas de cuotas que también son una fuente de riesgo, particularmente Irán, que no parece que alcance las expectativas de crecimiento debido a varios años de inversión insuficiente crónica y reservas deficientes.

6. Conclusiones

Esta contribución intenta matizar la idea de que es necesario, posible y conveniente eliminar cuanto antes la inversión en el sector de hidrocarburos en los países occidentales, tanto mediante restricciones regulatorias como de limitaciones voluntarias de inversores financieros que exigen criterios ESG. Durante la transición, las restricciones a los aumentos de exploración y producción de crudo no tienen sentido si no va acompañados con una caída de la demanda equivalente o de igual rapidez. El problema es que la inversión en el sector corresponde en un 70% a empresas OCDE y el consumo en la OCDE ya no explica más del 40% del consumo. Si las dinámicas de consumo en países emergentes continúan, enfrentaremos años de energías fósiles caras, que es algo que no contemplan los escenarios de precios de la Agencia internacional de la Energía, que suponen fuertes caídas en la demanda que, a su vez, mantienen los precios bajos.

En este escenario de precios de combustibles fósiles más caros, dado que la generación descarbonizada o baja en carbono exige una fuerte inversión en metales, y dado que estos metales para ser extraídos y tratados demandan grandes cantidades de energía, estaríamos limitando la velocidad de la transición y aumentando su coste. Es por esto que la transición demandará más inversión en petróleo en los próximos años.

Una segunda conclusión reside en que un elemento clave para favorecer la transición energética es diseñarla de forma óptima; esto exigiría dejar que las diferentes tecnologías evolucionen para ver si permiten transiciones más rápidas o de menores costes de aquí al 2050. Por no hablar de que si la transición al *net zero* es imposible porque no cae la demanda, prohibir —como se quiere hacer en Europa en determinada fecha, 2035— las tecnologías que están permitiendo reducir emisiones (motores de combustión interna más eficaces, o que podrían utilizar combustibles sintéticos), se elimina la investigación en esa tecnología y desaparecen las posibles futuras reducciones de emisiones. En el transporte, mientras que las otras tecnologías sean más



caras, la evolución de la transición se ralentizará con un parque de vehículos más antiguo y de mayor consumo.

Un ejemplo de esto es el siguiente: un vehículo de gasolina o diésel podría reducir significativamente sus emisiones al mismo tiempo que elimina el problema de los gases NO_x . La idea, surgida en una universidad de Valencia, es eliminar el nitrógeno antes de la combustión mediante una membrana cerámica. El nitrógeno es aproximadamente el 78% del volumen del aire. Al eliminar el nitrógeno, mejorará la eficiencia de la combustión, lo que significa que se requerirá menos gasolina/diésel para el mismo requerimiento de energía. Esto dará como resultado una reducción en el tamaño del motor que también aumentará la eficiencia al reducir el peso del vehículo.

Al final el papel del petróleo vendrá marcado por la estructura de demanda y oferta vigente.

En cuanto a la estructura de la demanda, hablar de petróleo es hablar del sector transporte y de la movilidad, y hoy en día el vehículo eléctrico ligero, aquel destinado a la movilidad particular, es la única tecnología que satisface tres principios básicos para considerarse alternativa: producción a gran escala, que sean confiables y asequibles. Pero incluso esta última característica, “asequibles”, se está poniendo en duda con el entorno actual de precios de materias primas, especialmente los metales empleados para la fabricación de las tecnologías de transición. El resto de los subsectores del transporte, como son el transporte comercial o el aéreo, tardarán mucho más en interiorizar la electricidad como alternativa al petróleo.

Por el lado de la oferta, los campos de petróleo en declive, una capacidad excedentaria de la OPEP menor a la anticipada, la escasez de capital y un entorno regulatorio cada vez más incierto, son garantía de una prima de riesgo sostenida más alta en los precios del crudo en el medio plazo. Incluso la alternativa a la OPEP que venía funcionando hasta el año 2018, la producción de no convencionales de esquistos de Estados Unidos, está sufriendo un proceso de transformación que limita su crecimiento desmedido. Por no mencionar que el propio concepto de transición energética y la “demonización” del petróleo están alejando la inversión necesaria para mantener la producción actual y evitar mayor volatilidad en los precios.

Todo esto ha hecho que estemos en el inicio de un superciclo de materias primas, que paradójicamente se produce justo cuando son necesarios precios más bajos para hacer más competitivas las tecnologías de transición y garantizar su penetración en el sistema.

Hay que recordar que todas las energías serán necesarias, incluso el carbón, que es la fuente que más CO_2 emite a la atmósfera. Porque la transición no va de

eliminar fuentes energéticas, sino de un desarrollo tecnológico competitivo que permita reducir la emisión de gases de efecto invernadero de la matriz, sea cual sea la matriz en cada país o región. La seguridad del suministro, el acceso y el precio de la energía marcarán la diferencia entre una transición energética costosa y probablemente lenta y una más barata, pero que exigirá durante los próximos años una inversión en petróleo más alta de la contemplada en los escenarios normativos de transición.



EL GAS EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

María Sicilia Salvadores

Directora de Estrategia y Planificación de Enagás

1. Introducción

El objetivo de avanzar hacia una economía completamente descarbonizada posiciona al gas natural como puente esencial en la transición hacia un sistema energético sostenible y seguro, y como fuente relativamente limpia que contribuirá a satisfacer las necesidades de la creciente demanda mundial de energía.

La neutralidad en emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), objetivo vinculante en Europa para antes de 2050 en línea con las recomendaciones del Panel Intergubernamental para el Cambio Climático (IPCC por sus siglas en inglés) de Naciones Unidas para limitar el incremento de la temperatura global por debajo de 1,5 °C según exige el Acuerdo de París, no solo no supone la desaparición de los combustibles fósiles de la matriz energética mundial, sino que, de acuerdo con la Hoja de Ruta definida por la Agencia Internacional de la Energía¹ para el escenario de emisiones netas nulo (*Net Zero Emissions* o NZE por sus siglas en inglés), el mundo seguirá utilizando en 2050 algo menos de la mitad del consumo actual de gas natural. En efecto, de acuerdo con el *NZE by 2050* de la IEA, si en 2020 el consumo mundial de gas natural fue de 137 EJ (incluyendo Captura, Almacenamiento y Uso del Carbono, CCUS), en 2050 sería de 60 EJ, es decir, en 2050 el consumo de gas natural representaría el 44% del de 2020.

Por otra parte, situarnos en una senda de cumplimiento del objetivo de neutralidad en emisiones exige disponer a finales de la presente década de fuentes de suministro alternativas al gas natural, de biometano e hidrógeno descarbonizado competitivo, y la puesta en marcha de infraestructuras adaptadas a su transporte, aprovechando las redes gasistas existentes.

¹ IEA: *Net Zero by 2050 – A Roadmap for the Global Energy Sector*, mayo 2021.

España, por su potencial de energías renovables, podría convertirse en el principal país exportador de hidrógeno verde hacia las regiones deficitarias del centro de Europa mediante la futura red troncal de hidrógeno pan-europea (*European Hydrogen Backbone*).

2. El gas natural se ha configurado como un combustible clave para contribuir a alcanzar los objetivos de descarbonización

El problema del calentamiento global es un problema de *stock*, y no de flujo, es decir, lo causa la acumulación de las emisiones de gases de efecto invernadero a lo largo del tiempo y, por ello, no basta con reducir las emisiones, sino que hay que hacerlo cuanto antes. El mundo se está quedando sin “presupuesto” para alcanzar los objetivos climáticos, según muestra un reciente informe del IPCC², y solo una transformación social rápida puede asegurar el limitar el calentamiento conforme al Acuerdo de París. De acuerdo con dicho informe de Naciones Unidas, al ritmo actual, el mundo consumirá el *stock* remanente de emisiones de carbono en 2030, con lo que el objetivo de mantener el calentamiento por debajo de 1,5 °C sería inalcanzable. Por tanto, es crucial aprovechar todas las opciones disponibles a corto plazo para reducir emisiones ahora, mientras se sientan las bases para ampliar las soluciones bajas en carbono a futuro.

En este sentido, el gas natural es un combustible relativamente limpio que posibilita la reducción de emisiones gracias a que es capaz de desplazar combustibles fósiles más contaminantes, como carbón y petróleo. En efecto, el gas natural emite entre un 45% y un 55% menos de gases de efecto invernadero que el carbón cuando se utiliza para generar electricidad (de acuerdo con datos de la IEA), lo que por ejemplo ha permitido:

- La mayor reducción de emisiones de su historia en EE. UU. en la última década gracias al “*coal-to-gas switching*”. Desde 2007, EE. UU. ha reducido las emisiones relacionadas con el carbono del carbón en un 6% anual, en promedio.
- Un Plan de mejora ambiental (programa “*Blue Sky*”) en China por sustitución de carbón en las ciudades en favor del gas natural, y el reciente “*14th 5 year Modern Energy System plan*” de China (22/3/2022) para potenciar la producción de gas natural.

Desde 2010, el cambio de carbón a gas en EE. UU. (que constituye el principal emisor acumulado desde el inicio de la actividad industrial³, contribuyendo a

2 ONU: *Climate change report United Nations IPCC*, abril 2022 (<https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg2/>).

3 *Carbon brief*. Informe del 5 octubre de 2021.



un 20% de las emisiones totales, por delante de China y Rusia) ha ahorrado aproximadamente 500 millones de toneladas de dióxido de carbono (CO₂). Estos ahorros equivalen aproximadamente al total de emisiones relacionadas con la energía de todos los países centroamericanos durante el mismo período⁴.

En Asia, la reducción de las emisiones de CO₂ y la transición hacia combustibles fósiles menos contaminantes es una prioridad, ya que la demanda general de energía aumentará casi un 50% para 2050, y la población en la región crecerá en más de 900 millones. El principal país emisor del mundo, China, ha reconocido la importancia de reducir sus emisiones al comprometerse a lograr la neutralidad de carbono para 2060 y garantizar que las fuentes de energía renovables representen el 25% del consumo total de energía para 2030. Un componente importante de la estrategia de reducción de emisiones del Gobierno ha sido el apoyo de políticas destinadas a sustituir el uso del carbón por el gas natural. De hecho, China se convirtió en 2021 en el primer importador de GNL a nivel mundial, superando a Japón, e importando más de 110 bcm o aproximadamente el 21% del comercio internacional de GNL (frente al 10% en 2016). Asimismo, en noviembre de 2021, China fue el mayor importador de gas natural licuado de EE. UU., y en 2021 las empresas chinas firmaron aproximadamente 25 millones de toneladas por año (Mtpa) de contratos a largo plazo de gas natural licuado (GNL) de EE. UU. Para satisfacer esta demanda, la Administración de Información Energética (EIA) de EE. UU. pronosticó recientemente que este país alcanzará niveles récord de producción de gas natural en 2022 y nuevamente en 2023⁵.

Existe también potencial en Europa para reducir emisiones en aquellos países que todavía tienen alta dependencia del carbón. Incluso Alemania, que tiene una de las políticas climáticas más avanzadas del mundo, aún cuenta con 38,4 GW⁶ de capacidad instalada de carbón en 2021 cuyo cierre está previsto para 2030.

España ha asumido una posición de liderazgo en la lucha global contra el cambio climático⁷ y el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) aprobado por el Consejo de Ministros el 16 de marzo de 2021 marca la trayectoria para una descarbonización progresiva de nuestra matriz energética con vistas a alcanzar una economía neutra en carbono en 2050 dentro de la senda que establece la «Estrategia a Largo Plazo para una Economía Española Moderna, Competitiva y Climáticamente Neutra en 2050» (ELP 2050), aprobada por el Acuerdo del Consejo de Ministros de 3 de noviembre de 2020. El PNIEC deberá

4 En EE. UU., 121 centrales eléctricas de carbón se reutilizaron para quemar otros combustibles entre 2011 y 2019 (<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=44636>).

5 <https://www.reuters.com/business/energy/us-natgas-output-rise-demand-ease-2022-eia-2022-01-11/>

6 Fuente: Ember.

7 Informe “*Planing for Net Zero*” presentado por European Climate Foundation, donde se hace una comparativa de los 28 Planes de Energía y Clima de todos los países miembros de la Unión Europea.

revisarse en 2024 y reflejar un incremento de la ambición climática que el actual conflicto en Ucrania no ha hecho sino reforzar, con el *Plan REPowerEU* publicado el 18 de mayo de 2022.

Si bien el punto de destino es claro, no es evidente cómo transitar de manera segura y competitiva hacia un suministro de energía plenamente descarbonizado y, en particular, se plantea como un reto el avanzar en la década presente en el desarrollo de las soluciones para descarbonizar la matriz de energía no eléctrica. Una de las características más relevantes del gas natural, además de su poder calorífico, es que permite almacenar grandes cantidades de energía de forma muy eficiente. Europa tiene una gran capacidad de almacenamiento de gas (aproximadamente 100 bcm), que puede respaldar el despliegue de renovables, aportando flexibilidad al sistema y estabilidad de red mediante el uso de ciclos combinados como tecnología de respaldo.

Por ello, el acto delegado complementario de la Comisión Europea (CE) publicado en marzo de 2022 relativo a la taxonomía de las inversiones ha considerado el gas natural como un combustible de transición, permitiendo nuevas inversiones, siempre dentro de unos estrictos límites de emisiones. En todo caso, se establece un objetivo de descarbonización, exigiendo que las instalaciones de gas deberán operar con 100% de gases renovables o de bajo carbono antes del 31/12/2035. Pero la Comisión considera que la inversión privada en actividades de gas tiene un papel en la transición. Como tales, las actividades de gas pueden reconocerse como “verdes” siempre que demuestren que el uso del gas facilita una eliminación acelerada de fuentes de energía con mayor intensidad de emisiones, incluidos los combustibles fósiles sólidos (carbón).

Adicionalmente, la industria de gas está evolucionando de manera decidida hacia el desarrollo de soluciones con menores emisiones y reduciendo las fugas de metano y, de hecho, se encuentra actualmente inmersa en un proceso de innovación. La iniciativa lanzada por la IEA este año para monitorizar las emisiones de metano fruto de los compromisos adquiridos en la COP26 de reducción de las emisiones de metano en un 30% en 2030 respecto a los niveles de 2020 está marcando la senda a seguir a las empresas de O&G (petróleo y gas) en el proceso de descarbonización.

3. La importancia del gas natural para garantizar la seguridad de suministro

La sostenibilidad energética requiere la resolución de tres retos que se superponen: competitividad (“*affordability*”), seguridad de suministro y sostenibilidad desde el punto de vista medioambiental y climático. La política energética trata de diseñar estrategias para conjugar los tres aspectos y lograr un *mix* energético lo más limpio, barato y seguro posible. Ahora ya no podemos conformarnos con disponer de un suministro energético abundante y a precios



competitivos, pero con gran impacto medioambiental. Sin embargo, tampoco resulta una decisión acertada aspirar a un suministro limpio, a costa de descuidar la seguridad y/o los costes. Y esta cuestión se ha convertido en un tema crucial en el contexto actual de la UE.

Si en las últimas décadas la política energética europea ha puesto el énfasis en la competitividad, primero, y en la sostenibilidad ambiental más recientemente, el impacto de la pandemia de COVID en 2020, así como de los recientes eventos climáticos extremos (Filomena, sequías en EE. UU., Brasil y Chile, etc., olas de frío en Texas), han supuesto una llamada de atención sobre los riesgos sistémicos que afectan a la seguridad energética.

En muchos países de la UE, la generación eléctrica con carbón o la energía nuclear se está eliminando, lo que crea una necesidad adicional de otras tecnologías para proporcionar una carga base confiable. El gas natural, como una opción fácil de almacenar y baja en carbono, se destaca como un buen candidato para proporcionar un suministro de energía flexible e ininterrumpido junto con la producción intermitente de energía eólica y solar mientras se desarrollan tecnologías de almacenamiento y se exploran nuevas vías innovadoras de energía.

En un informe de 2019, el programa económico para Europa de Naciones Unidas (UNECE)⁸ ya indicaba que la capacidad del gas natural para proporcionar un respaldo relativamente bajo en carbono en los momentos de mayor uso de energía, en lugar de desempeñar un papel tradicional de carga base las 24 horas, puede ser su mayor contribución a la transición energética.

El reciente conflicto Rusia-Ucrania ha puesto de manifiesto la necesidad de diseñar mecanismos que garanticen la seguridad de suministro. En este sentido, de cara a garantizar la resiliencia y seguridad de suministro, la reciente Comunicación de la CE del *Plan REPowerEU* propone nuevas reglas sobre los almacenamientos subterráneos, las existencias estratégicas y la compra conjunta de gas natural, de forma que se ha de garantizar un alto nivel de llenado de almacenamiento al comienzo del periodo invernal en la UE del 80% en 2022 y del 90% a partir del 2023. El objetivo último del *REPowerEU* es finalizar las importaciones de gas natural ruso a más tardar en 2030, y una de las opciones que plantea la CE para suplir los 155 bcm de gas natural que actualmente importa el conjunto de la UE-27 de Rusia, es aumentar las importaciones de GNL de otros orígenes en +50 bcm. Para ello los Estados miembros están buscando soluciones más flexibles que garanticen la diversidad del suministro de gas natural de al menos tres orígenes distintos, y están optando por unidades flotantes de almacenamiento y regasificación (FRSU). Así, el Gobierno alemán

8 https://unece.org/DAM/energy/se/pdfs/CSE/PATHWAYS/publ/NG_RE.pdf

anunció en abril la decisión de invertir unos 2.500 millones de euros en cuatro terminales flotantes de GNL. A principios de mayo, Uniper anunció que la primera fase de la primera FRSU, la de Wilhelmshaven, podría estar lista para finales de 2022 o principios de 2023.

La CE está pues desarrollando propuestas para mejorar la resiliencia del sistema de gas y fortalecer las disposiciones existentes de seguridad del suministro. El objetivo es que, en caso de escasez, ningún hogar en Europa quede desabastecido, fomentando una mayor solidaridad entre Estados miembros que se produzca de forma automática a través de las fronteras con acuerdos predefinidos y aclaraciones sobre controles y compensaciones dentro del mercado interior de la energía. La Comisión ha propuesto asimismo ampliar el ámbito de aplicación del reglamento a los gases renovables y con bajo contenido de carbono en la red de gas natural.

La actualización del *REPowerEU* publicada el 18 de mayo de 2022 contempla además el desarrollo de nuevas infraestructuras de gas, respondiendo a las necesidades concretas de mayor capacidad de interconexión entre Estados miembros, y el refuerzo de infraestructuras adicionales a las ya incluidas en la lista de proyectos de interés común (PCI por sus siglas en inglés) existente. En concreto, incluye la conexión de gas entre España e Italia, identificada también como ruta de hidrógeno, y muestra un Corredor Ibérico de H₂, complementario a un Corredor en el Norte de África, y desde España hasta la zona del noroeste de Europa (mapa 1).

De este modo, la Comunicación principal del *REPowerEU* destaca el hidrógeno renovable como un pilar clave para sustituir el gas natural, el carbón y el petróleo en industrias y transportes difíciles de descarbonizar, estableciendo un objetivo de 10 millones de toneladas de producción doméstica y 10 millones de toneladas de importación de hidrógeno renovable para 2030.



Un mercado de gas integrado permitirá a los consumidores acceder al gas más barato disponible en el mercado. El mismo principio se aplica al biometano, el hidrógeno y otros gases renovables y con bajo contenido de carbono, lo que garantiza que los consumidores estén protegidos y autorizados para cambiar de proveedor y tomar decisiones rentables con bajas emisiones de carbono.

Mapa 2.- *European Hydrogen Backbone a 2040*



Fuente: European Hydrogen Backbone Initiative.¹⁰

10 <https://ehb.eu/files/downloads/ehb-report-220428-17h00-interactive-1.pdf> de abril de 2022.



Y para una transición económicamente viable y evitar situaciones de volatilidad en los precios energéticos como la actual, serán necesarias inversiones adicionales en nuevos suministros de gas natural. No hay escasez de recursos bajo el suelo, pero los precios actuales del gas natural revelan la existencia de cuellos de botella importantes en la cadena de suministro. En efecto, en la actualidad existen reservas suficientes para atender la demanda (por ejemplo, se estima que EE. UU. tiene suficiente gas natural para al menos 60 años más). Sin embargo, los inversores de O&G no encuentran señales en el mercado suficientes que garanticen la rentabilidad a largo plazo de sus infraestructuras, que están en riesgo de considerarse activos varados o “*stranded assets*” por las políticas medioambientales y los objetivos de descarbonización. La inversión anual promedio en O&G durante 2016-20 (el período posterior a la COP21) fue alrededor de un 40% menor que los cinco años anteriores (2011-15). Para compatibilizar las infraestructuras existentes con el proceso de descarbonización, los “*majors*” de O&G están trabajando en iniciativas “*transition ready*”.

La rapidez con la que se pueden implementar medidas de eficiencia energética y desplegar las tecnologías bajas en carbono a escala para reducir la demanda de gas es limitada, y una inversión insuficiente en la cadena de valor del gas natural puede resultar en un suministro limitado y, por consiguiente, precios elevados, algo que se ha puesto de manifiesto en los principales *hubs* europeos a finales de 2021, antes del comienzo del conflicto Rusia-Ucrania. Un marco regulatorio eficaz, que dé las señales adecuadas de inversión, avanzando decididamente hacia los objetivos climáticos de forma sostenible, debe contemplar todas las soluciones disponibles, incluso aquellas que como el gas natural no son “cero emisiones” hoy, pero que nos sitúan en la senda de cumplimiento adecuada, fomentando en todo caso la reducción de su huella de carbono. Así se asegura que las nuevas inversiones en activos gasistas no precluyen en el futuro (evitando un efecto *lock-in*) ni se conviertan en activos varados. Para ello, dicho marco regulatorio debe contemplar un plazo acelerado de amortización de estas inversiones y su conversión a hidrógeno a partir de 2030, imponer estándares estrictos a las emisiones fugitivas de metano de la cadena de valor del gas natural, incentivar la electrificación de los equipos asociados a la operación de instalaciones gasistas, así como la captura y almacenamiento de carbono tanto en procesos industriales como en centrales de generación que utilizan gas natural y, además de soportar el coste de las emisiones, permitir también el recurso a mecanismos de compensación de emisiones residuales (“*offsetting*”).

En suma, el gas natural satisface una parte considerable de la demanda energética estacional en muchos países, ofreciendo resiliencia y seguridad de suministro frente a condiciones climáticas adversas y mercados volátiles (por ejemplo, Brasil en 2021, que sufrió una crisis energética hidroeléctrica, e importó más del triple de GNL que en 2020), y es el combustible más eficiente y limpio en procesos industriales de alta temperatura. Un despliegue extenso de la tecnología CCUS y la

producción de hidrógeno permitiría un suministro de gas alineado a largo plazo con una ruta de emisiones netas nulas.

4. El gas es también clave para luchar contra la pobreza energética

El gas natural va a ser también clave en aquellos países en vías de desarrollo (fundamentalmente en África y Asia) con gran dependencia de la biomasa tradicional, carbón y derivados del petróleo. Según el escenario de desarrollo sostenible de la Agencia Internacional de la Energía, publicado en el WEO el año pasado, la demanda de gas natural en África podría crecer un 2% en tasa anual acumulativa (CAGR) y la de Asia Pacífico un 3%. La combinación de renovables y gas natural es la más eficiente de cara a una transición hacia tecnologías más limpias en el sector residencial.

Igualmente, el informe de Naciones Unidas “*Natural Gas: Africa’s energy transition Accelerator*”¹¹ de 2020 señala que para acelerar la transición energética será clave apostar por una combinación de energías renovables y otros combustibles más limpios, como el gas natural, de forma que se elimine progresivamente la dependencia tradicional de la biomasa, el carbón y el petróleo.

Entre el 2021 y los primeros tres meses de 2022 han entrado en funcionamiento más de 104 bcm de capacidad adicional de regasificación, donde los países en vías de desarrollo representan el 87% (solo en China entraron 23 bcm de nueva capacidad de regasificación). De los nuevos proyectos de regasificación en marcha, actualmente existen cerca de 250 bcm de nueva capacidad en construcción, y China representa el 40%.

Sin embargo, para que la transición energética sea justa y posible, los países desarrollados tienen que contribuir con aquellos que se encuentran en desarrollo, y para los cuales su crecimiento económico va ligado a su consumo energético, que depende en su gran mayoría de combustibles fósiles.

Además, muchos de estos países en vías de desarrollo poseen reservas de hidrocarburos, pero son los países desarrollados los que se benefician de ellas. Si bien es cierto que las energías renovables pueden y van a apoyar a los países en vías de desarrollo para suministrar muchas de sus necesidades energéticas crecientes, son insuficientes para fomentar la industrialización, y existen límites a la hora de cuán rápido se pueden desarrollar.

Adicionalmente, son cada vez más los países e instituciones financieras internacionales que están paralizando la financiación de cualquier desarrollo de

11 https://www.uneca.org/sites/default/files/keymessageanddocuments/technical_background_paper-phasing-out-coal-and-the-role-of-the-natural.pdf



combustibles fósiles en busca de iniciativas bajas en carbono. Es por ello importante que los bancos multilaterales de desarrollo, que impulsan procesos de financiación en dichos países en desarrollo, cambien estos criterios de inversión y ayuden a estos países: por un lado, a obtener mayores beneficios de sus propios recursos (tanto de hidrocarburos como de minerales críticos para las tecnologías bajas en emisiones), desarrollando un modelo industrial sostenible frente al tradicional de las industrias extractivas; y, por otro, a desarrollar la infraestructura energética necesaria que les permita un crecimiento económico y social, incluyendo proyectos de infraestructura renovable y gasista.

5. Papel de los gases renovables: biogás/biometano e hidrógeno

Existe un consenso en que en el futuro sistema energético descarbonizado el peso de la electricidad en la matriz aumentará desde niveles actuales en torno al 20% de la matriz en los países desarrollados, dado que existen soluciones descarbonizadas competitivas como son las energías renovables eólica y solar. En el largo plazo, de acuerdo con el análisis realizado por la Comisión Europea para la actualización de su Estrategia a 2050 para el conjunto de la UE (“*A clean planet for all*”), se estima que el sector eléctrico llegará a representar el 53% de los usos finales energéticos en 2050. Incluso en los escenarios más ambiciosos para 2050, la electricidad no superará el 60%, siendo el resto gases renovables y combustibles limpios.

De esta forma, casi la mitad de la futura matriz energética completamente descarbonizada seguirán siendo moléculas, de gas natural y gases renovables y de bajas emisiones, así como de combustibles líquidos bajos en carbono. Por tanto, las infraestructuras gasistas seguirán teniendo un papel muy relevante, y en gran parte se reconvertirán para el transporte de estos nuevos gases, fundamentalmente el hidrógeno y biogás/biometano.

Por la facilidad para su almacenamiento, la resiliencia de las redes de gasoductos (frente a eventos climatológicos adversos), así como la posibilidad de producirlos de forma local en la UE, estos gases renovables contribuyen decisivamente no solo a atender aquellas demandas difícilmente electrificables, sino a garantizar la seguridad de suministro del sistema energético en su conjunto. El informe “Sector *coupling*, una visión para España” (Frontier Economics y la universidad de Aachen) sitúa al sector *coupling* como la mejor opción para descarbonizar sectores cuya electrificación no es viable, garantizar el suministro energético y lograr los objetivos de descarbonización en 2050. El estudio concluye que el uso de la infraestructura gasista ayuda a la descarbonización con unos ahorros superiores a 2.000 millones al año en comparación con un escenario en el que dicha infraestructura deja de emplearse.

Así, el Plan *REPowerEU* supone un impulso fundamental para la producción de los gases renovables y la autonomía estratégica de la Unión en materia de energía.

En cuanto al biogás/biometano, a 2030, el aprovechamiento de metano procedente de residuos orgánicos es una medida que permite no solo incrementar el peso de las renovables en el *mix*, sino también reducir las emisiones en sectores difusos de forma competitiva, suponiendo al mismo tiempo un apoyo económico para los actuales propietarios de los residuos en sectores como el agrícola o el ganadero, tan importantes en nuestro país, y un claro impulso a la economía circular. Además de apoyar la descarbonización, el biometano puede apoyar el cumplimiento de los otros pilares fundamentales de la transición energética: la seguridad energética y la asequibilidad de la energía. Sin embargo, de las más de 800 plantas operativas a nivel europeo que producen biometano hoy en día a lo largo de 18 países, España apenas cuenta con 4 plantas, dos de las cuales inyectan en la red de gas, Valdemingómez y Butarque, y dos de menor capacidad que producen biometano para el transporte. Lideran el mercado a nivel europeo Alemania, Francia y Reino Unido. A corto plazo se prevé que Francia, que en estos momentos tiene el mercado de biometano más dinámico de Europa, sobrepase a Alemania en número de plantas operativas.

La UE importa alrededor de un 90% del gas natural que consume (del cual el 45% fue proveniente de Rusia en 2021). El objetivo del *REPowerEU* de producir 35 bcm del biometano en 2030, diez veces el nivel de producción actual, no es insignificante. Representa un volumen parecido al consumo de gas natural de los Países Bajos y casi 10% del consumo total de la UE. Además, considerando la reducción del consumo de gas natural pronosticada con la implementación de las medidas del paquete *Fit for 55* y *REPowerEU*, es probable que su contribución sea aún más alta en 2030, llegando casi al 12%. Este objetivo a su vez deberá plasmarse en las respectivas estrategias nacionales.

La necesidad de reducir las importaciones de gas ruso y la competencia global para el suministro de GNL inducen a un replanteamiento de la competitividad del biometano. Aunque históricamente el biometano tenía un coste más elevado que el gas natural, en el contexto actual de precios elevados en el mercado mayorista de gas natural, su coste de producción (~55-95€/MWh) es competitivo. Además, resalta la importancia de la reducida volatilidad de sus costes de producción, en contraposición con la dinámica cíclica de las alternativas fósiles.

De cara a sus beneficios sociales, puesto que las materias primas de origen agrícola representan un recurso importante para la producción del biometano, la ampliación del sector puede apoyar el desarrollo rural. El sector del biogás/biometano ya emplea 76.000 personas en la UE (IRENA, 2021) y es una de las tecnologías que crea más empleos por euro invertido.



El Plan Nacional de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR) representa una palanca importante para el despliegue del sector del biometano en España en el medio plazo.

En concreto, el PERTE de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento (ERHA) establecerá esquemas de ayuda para impulsar las inversiones en la producción del biogás a base de desechos y residuos (con la posibilidad de su posterior conversión al biometano), así como ayudas para aumentar su consumo en el sector de la movilidad, por ejemplo para el transporte pesado. Además, el biogás/biometano se beneficiará de fondos del PRTR destinados a fomentar la economía circular e impulso de la bioenergía sostenible también.

La “Hoja de Ruta de Biogás”, recientemente publicada, incluye una gama amplia de medidas necesarias para apoyar el crecimiento del biometano, tales como la creación de un sistema de garantías de origen (GoO) para los gases renovables, acciones para incrementar la disponibilidad de materia prima (por ejemplo, recogida separada de bioresiduos) y la intención de simplificar los procesos administrativos y eliminar las barreras regulatorias para proyectos de biogás. Además, el plan indica un papel importante para Enagás, en su calidad de Gestor Técnico del Sistema (GTS) de gas natural, para maximizar la capacidad del sistema gasista y para integrar la inyección de biometano y eliminar posibles cuellos de botella en zonas donde pudieran desarrollarse múltiples proyectos, así como futuro gestor del Sistema de Garantías de Origen de los gases renovables.

El biometano es, pues, un elemento fundamental para cumplir con los objetivos de emisiones de gases efecto invernadero, recogidos en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030, principal herramienta del Marco Estratégico de Energía y Clima del Gobierno de España, y jugar así un papel muy relevante en la transición a un modelo económico sostenible, descarbonizado, eficiente y competitivo:

- *Sostenible*, porque facilitará la creación de empleo verde en el mundo rural, contribuyendo a las políticas del reto demográfico, mejorando la calidad del aire y respetando el medioambiente.
- *Descarbonizado*, porque su utilización conllevaría una reducción significativa de las emisiones de gases de efecto invernadero (por ejemplo, > 80%), respecto a las del gas natural, dependiendo del tipo de residuos empleados para su generación.
- *Eficiente*, ya que las soluciones que ofrece la biometanización favorecen el aprovechamiento energético de residuos orgánicos que ahora mismo no están sujetos a procesos de tratamiento.

- Y *flexible*, porque España posee una extensa red de gasoductos, de más de 100.000 kilómetros, en la que se podría intercambiar el gas natural y el biometano. El biometano podría, por tanto, inyectarse en la extensa y moderna red gasista de la que dispone España sin modificaciones técnicas, llegando a cubrir el 64 % de la demanda de gas de uso residencial. Esto hace que, una vez inyectado el biometano en la red, el consumo se puede hacer en cualquier sitio y en los usos tradicionales del gas: residencial, terciario, industrial, vehicular. En este punto sería fundamental el desarrollo de los certificados de garantías de origen.

El hidrógeno renovable y bajo en carbono también tiene un papel clave que desempeñar en la transición energética, con un creciente apoyo a nivel de la UE para su desarrollo en los últimos tres años. La producción de hidrógeno en el escenario *Net Zero* de la IEA (incluidos los combustibles derivados) se estima que alcance unas 520 Mt en 2050 (actualmente, 90 Mt de H₂ gris). Hay que tener en cuenta que este gas tiene una mucho menor densidad que el gas natural y, a igualdad de contenido energético, ocupa un volumen tres veces superior.

En la UE, el hidrógeno se ha convertido en una parte central de la estrategia de descarbonización del bloque, como un medio para descarbonizar sectores difíciles de reducir (por ejemplo, dentro de la industria y el transporte de larga distancia, tal y como se ha comentado antes), al mismo tiempo que apoya la seguridad energética a través de la posibilidad de producción nacional y ofreciendo almacenamiento de energía de larga duración. Además, desde el punto de vista de la estrategia industrial, el desarrollo de una economía del hidrógeno podría permitir el liderazgo europeo en el desarrollo de la tecnología del hidrógeno (por ejemplo, producción de electrolizadores).

El crecimiento del hidrógeno anticipado dentro de la ambición de la UE de alcanzar la neutralidad climática como parte del Pacto Verde Europeo también abre nuevas oportunidades significativas para las infraestructuras de gas. Dado que los recursos eólicos y solares necesarios para producir hidrógeno verde competitivo están distribuidos de manera desigual tanto dentro como fuera de la UE, el transporte a través de gasoductos (ya sean de nueva construcción o adaptados) ofrece un medio para crear un mercado interconectado renovable y bajo en carbono.



Bibliografía

AIE (Agencia Internacional de la Energía): *World Energy Outlook 2021*.
(<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>)

Cámara de Comercio de España: *El biometano: aliado de la economía circular y la descarbonización*. Octubre 2021.
(https://www.camara.es/sites/default/files/publicaciones/informe_biometano_0.pdf)

Cátedra BP de Energía y Sostenibilidad: “Observatorio de Energía y Sostenibilidad en España. Informe basado en indicadores”. Varios años.
(<https://www.comillas.edu/catedrabp/informes-anuales>)

IRENA: *Renewable Energy and Jobs - Annual Review 2021*.
(<https://www.irena.org/publications/2021/Oct/Renewable-Energy-and-Jobs-Annual-Review-2021>)

ONU: *IPCC Sixth Assessment Report. Climate Change 2022: Impacts, Adaptation and Vulnerability*. Abril 2022. (<https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg2/>)



LA ENERGÍA NUCLEAR EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Cayetano López

*Catedrático de Física Teórica
Universidad Autónoma de Madrid*

1. Introducción

La energía es un ingrediente fundamental en cualquier actividad productiva o social. Está presente en toda forma de extracción o transformación de materiales, en la producción de alimentos, ya sean de origen vegetal o animal, en cualquier forma de transporte, en la generación de confort en nuestra vida cotidiana, etc. La energía es un elemento omnipresente que no admite reciclaje o recuperación. Los átomos que forman parte de un objeto cualquiera son recuperables para que lleguen a formar parte de otro objeto, con aporte de energía en el proceso de transformación. Pero la energía en sí, una vez ha intervenido, se disipa irremediabilmente (entiéndase, la energía útil o energía de baja entropía). Por lo tanto, es un bien que debe aportarse de forma continua en toda actividad humana.

Además, los países pobres, que son mayoría en el planeta, son también pobres en energía, lo que redundaría en un bajo nivel de bienestar. En estos países, todo desarrollo económico o social pasa por disponer y consumir más energía. Por el contrario, los países ricos la despilfarran. Los segundos deberían disminuir el consumo de energía para ahorrar un bien precioso de cuyo abuso se siguen importantes perjuicios, pero los primeros deberían consumir más energía para aumentar el bienestar de sus poblaciones. De donde se sigue que es poco realista, y sería incluso injusto, impulsar un ahorro energético generalizado que permita pensar en una disminución global del consumo de energía.

2. Energía y cambio climático

Otra cosa distinta es la composición de esa energía por fuentes primarias, composición que habría que transformar drásticamente para que el conjunto del sistema energético sea sostenible y sus efectos sobre el medio ambiente no sean irreversibles. En efecto, las fuentes primarias de esta energía son hoy

los combustibles fósiles, en un enorme porcentaje, y en menor medida las renovables (hidroeléctrica, solar, eólica o geotérmica) y la energía nuclear de fisión. Según el anuario de BP del año 2021, los combustibles fósiles supondrían un 83% de toda la energía primaria comercial consumida en el planeta (comercial quiere decir excluyendo la leña y otras biomásas utilizadas directamente de la naturaleza como combustible en las zonas más pobres), la hidroeléctrica un 7%, las otras renovables un 6% y la nuclear un 4%. En España, las proporciones serían 69% combustibles fósiles, 5% hidroeléctrica, 16% otras renovables y 10% la nuclear.

Una parte importante de esa energía primaria se transforma en electricidad, alrededor del 40% en los países desarrollados, mientras que el resto se consume en el sector del transporte y, en forma de calor, en la industria y en los hogares. En la producción global de electricidad, la composición por fuentes en el mundo es distinta: un 62% de combustibles fósiles (esencialmente gas natural y carbón), un 16% hidroeléctrica, un 12% las otras renovables y un 10% nuclear.

En lo que se refiere a la energía final (incluyendo electricidad, transporte y calor), el objetivo fijado para Europa en 2020 era de que un 20% de esa energía fuera de origen renovable, lo que se cumplió e, incluso, se sobrepasó. En particular, para esa fecha, España alcanzó un 21% de renovables, por delante de países fundamentales en la UE que son, con frecuencia, considerados como líderes en transición energética. Alemania se quedó en el 19,3%, Francia en el 19,1% y Países Bajos en el 14%. La siguiente meta, fijada por la UE para 2030, se sitúa en el 32% de renovables en el conjunto de la energía final consumida.

La presencia dominante de los combustibles fósiles, tanto en el conjunto de la energía primaria como en la generación de electricidad tiene efectos adversos, algunos de ellos de enorme dimensión, que hacen que este esquema energético no sea sostenible. Al carácter limitado de las reservas de combustibles fósiles se une su muy irregular localización en la corteza terrestre, lo que propicia oscilaciones de precios debidas a factores geoestratégicos y conflictos entre países. Pero, sobre todo, es de la mayor importancia el efecto de su combustión sobre el equilibrio térmico del planeta. Y es su uso masivo como combustibles lo que está en la base del llamado cambio climático.

En efecto, quemar combustibles fósiles, que son compuestos de carbono e hidrógeno, genera cantidades ingentes de dióxido de carbono, CO₂, que es un gas de efecto invernadero. La Tierra recibe energía del Sol en forma de radiación, esencialmente, aunque no únicamente, luminosa. Para mantener el equilibrio térmico, debe emitir al espacio una cantidad equivalente de energía, pero en forma de radiación infrarroja, como corresponde a la temperatura de la superficie terrestre, muy inferior a la del Sol. Se trata, pues, de energía radiante “degradada”, igual en cantidad pero muy diferente en calidad, inservible a efectos



humanos. La atmósfera terrestre contiene gases transparentes a la luz pero opacos a la radiación infrarroja, por lo que dificulta la emisión de esta última y tiene como efecto aumentar la temperatura de equilibrio del planeta. Es el llamado efecto invernadero, un efecto natural y benéfico porque eleva la temperatura media de la superficie por encima del punto de congelación del agua, lo que posibilita la existencia de abundantes cantidades de agua líquida (y según la opinión científica dominante, la existencia de vida). Si se altera la composición de la atmósfera de forma significativa, aumentando, por ejemplo, la fracción de CO₂ presente en la misma, se añade un ingrediente suplementario al efecto invernadero natural, esta vez de origen humano (antropogénico) que tiende a aumentar la temperatura de equilibrio. Es lo que llamamos el calentamiento global, un fenómeno del que desconocemos el detalle de sus repercusiones pero del que sabemos que sus consecuencias serán, con seguridad, muy graves. Tan graves que podrían quebrar nuestro modo de vida y nuestra civilización (no así la existencia del planeta, de la vida o de la vida humana, como a veces se dice).

Otros problemas de contaminación, como la polución en las ciudades producida por partículas emitidas por los motores de explosión o los residuos plásticos u otros no reciclables, son importantes, pero no están relacionados con el cambio climático. El único factor del que este depende es la emisión de gases de efecto invernadero a la atmósfera.

Las energías renovables, hidroeléctrica, eólica y solar, tienen pocos efectos secundarios. Básicamente sobre el paisaje y, en menor medida, sobre ciertas especies de aves, aspectos negativos con frecuencia sobrevalorados en comparación con sus numerosos aspectos positivos. Se trata de una energía muy dispersa que requiere la utilización de grandes superficies para poder convertirla en energía útil. Y tienen un gran inconveniente: la intermitencia, que genera desajustes entre la generación de energía, que depende de fenómenos climáticos poco predecibles y nada controlables, y el consumo, que depende de los patrones de vida de las personas. No son concebibles, por tanto, como una alternativa completa a menos que exista alguna fuente de energía de respaldo, que cubra las irregularidades de su producción, o un sistema de almacenamiento eficaz y masivo que permita acudir a él cuando la demanda supera la generación y reponer sus existencias cuando ocurre lo contrario.

3. La energía nuclear en la transición energética

La energía nuclear, por su parte, es la perfecta energía de respaldo. Es previsible y su coste depende de forma muy marginal del precio del combustible. Pero tiene inconvenientes importantes, ya conocidos. En primer lugar, la cuantiosa inversión inicial en la construcción y puesta en marcha de un reactor, lo que disuade, en muchos casos, de la iniciación de una tal inversión a menos que se

produzca la participación o el respaldo del Estado. Genera residuos radiactivos, algunos muy activos o de larga duración, que requieren un almacenamiento adecuado y vigilado durante largos periodos de tiempo. La solución definitiva al problema de los residuos (su conversión en isótopos estables, no radiactivos) puede imaginarse en el laboratorio, pero estamos muy lejos de que pueda aplicarse de forma industrial.

Quizá el inconveniente más serio sea la posibilidad de accidentes graves. No por los efectos inmediatos sobre las personas o el medio ambiente, que es lo que trasciende de forma más inmediata al público y a los medios de comunicación. La nuclear es probablemente la más segura de las industrias, y sus accidentes provocan menos destrucción y muertes que muchos fenómenos naturales o accidentes en otros sectores. Pero hay un aspecto importante que debe ser subrayado y que se deriva de la experiencia, sobre todo, de Chernobyl y Fukushima. Se trata del ingente coste económico y social de accidentes que, por comparación con otros, podrían ser considerados no muy graves. En el caso de Fukushima, por ejemplo, el tsunami que desencadenó la catástrofe en 2011 causó muchas muertes y una enorme destrucción de edificios e instalaciones, pero sus efectos no fueron duraderos y los daños, excepto las pérdidas humanas, pudieron ser reparados con cierta rapidez. Sin embargo, la quiebra de los sistemas de refrigeración en los reactores afectados y el escape de material radiactivo al entorno produjeron efectos que siguen estando presentes hoy: es necesario seguir enfriando los reactores dañados, se siguen produciendo grandes cantidades de residuos, y hay áreas muy extensas, en las que estaban ubicadas ciudades enteras, que han debido ser evacuadas y su recuperación es cara, larga y problemática.

¿Cómo sería, entonces, un esquema energético sostenible y con los menores daños al entorno? Sin duda uno basado mayoritariamente y, quizá a muy largo plazo, únicamente, en energías renovables. Es decir, algo enormemente alejado del esquema actual. De las fuentes de energía usadas en la actualidad, las menos sostenibles y las más dañinas son los combustibles fósiles. El cambio climático que su uso puede precipitar es el mayor peligro global para la Humanidad. Y, si no cambian de forma significativa las tendencias actuales, este se manifestará en las próximas décadas a través de efectos sobre la población, la agricultura, los fenómenos atmosféricos o la dinámica de los mares.

Como advirtió James Lovelock, el científico que concibió la teoría Gaia sobre el conjunto de los fenómenos terrestres y que inspiró la creación de los primeros movimientos ecologistas, los efectos del cambio climático siempre serán más desastrosos, por ser más globales, que los de cualquier accidente en una central nuclear, que siempre serán más locales y no afectarán a la dinámica del planeta en su conjunto. En un artículo publicado en junio de 2004 con el significativo título de “La energía nuclear es la única solución ecológica”, desarrolla este tipo de ideas y escribe literalmente: “(...) yo soy ecologista y ruego a



mis amigos del movimiento que abandonen su equivocada objeción a la energía nuclear (...).”.

Lo que no sabía Lovelock en esa fecha es, además del coste desorbitado de la reparación de accidentes menores en comparación con el fenómeno natural que los desencadenó, como el de Fukushima, que en algo más de una década, gracias al trabajo de ingenieros y científicos, el coste de la energía producida a partir del Sol y el viento ha disminuido vertiginosamente, siendo hoy competitivas con las fuentes convencionales (no renovables). Y es este factor, el de la considerable disminución del coste de las energías renovables, el que hace más realista un horizonte en el que la generación de energía para sostener el conjunto de las actividades humanas esté dominada por este tipo de fuentes.

Dicho lo cual, es claro que el tránsito a ese nuevo esquema energético sostenible y con impactos ambientales poco significativos, será largo y costoso. Pero hay que iniciarlo y recorrerlo a la mayor velocidad posible. Es lo que se ha llamado la transición energética. Hoy hay gran cantidad de gente que manifiesta su preocupación por el cambio climático, pero no estoy muy seguro de que entiendan cabalmente la extensión y profundidad de lo que implica la lucha contra este fenómeno. Ni, como en toda transición, los costes que es necesario afrontar, tanto económicos como en cambios de nuestro modo de vida. Lo que, por el contrario, se desprende de los episodios vividos en los últimos tiempos es que no estamos dispuestos ni siquiera a restricciones menores. Estamos de acuerdo en luchar contra el cambio climático y propiciar la transición energética, pero siempre que no nos afecte.

En mi opinión, la sustancia misma de la transición es la disminución drástica de la presencia de los combustibles fósiles en la dieta energética, especialmente el carbón, que es el combustible más contaminante (por la producción de CO₂ y por la liberación a la atmósfera de partículas y compuestos perjudiciales), lo que reduciría las emisiones de CO₂. Actualmente, más de las tres cuartas partes de dicho gas emitido a la atmósfera procede del sector de la producción de energía, situándose China muy destacadamente en cabeza con el 31% del total de emisiones generadas por el sector energético, y Estados Unidos contribuyendo con un 14%. Europa, por su parte, ocupa un modesto papel, con un 11% de las emisiones totales, al tiempo que desarrolla una política muy activa, de liderazgo moral, en el proceso de reducción de emisiones, habiendo consensuado entre sus miembros el objetivo de reducirlas, en 2030, un 55% respecto de las registradas en 1990. De hecho, por estas fechas, la reducción es ya superior al 30%, en parte debido al cierre de empresas obsoletas muy intensivas en energía, sobre todo en el este de Europa. Lo que queda por recorrer en los años que restan hasta 2030 exigirá un considerable esfuerzo de sustitución de combustibles fósiles por fuentes sin emisiones. Y las únicas fuentes conocidas sin emisiones son las energías renovables y la energía nuclear.

A nivel planetario, las emisiones de CO₂ no han dejado de aumentar, lo que indica la urgencia de producir un cambio radical en la política energética que permita iniciar la senda del descenso. De no ser así, las perspectivas climáticas son muy sombrías.

En el período de casi un millón de años anterior a nuestros días, se ha podido medir la composición de la atmósfera de nuestro planeta, registrándose oscilaciones entre las 200 partes por millón (ppm) en volumen y las 300 ppm de CO₂ hasta el inicio de la revolución industrial. Desde entonces, la atmósfera se ha “enriquecido” en dicho gas hasta llegar en la actualidad a las 420 ppm, con una derivada creciente. El incremento aproximado de la presencia de CO₂ en la atmósfera es, con el sistema de producción de energía actualmente en vigor, de unas 2,5 ppm por año. Lo que se ha traducido en un aumento de la temperatura media del planeta del orden de 1,1-1,2 °C desde el inicio de la era industrial. Esto quizá pueda parecer poco, pero se ha producido en un instante, desde el punto de vista geológico, sin tiempo para de que se desarrolle ningún mecanismo adaptativo. Por otra parte, para apreciar lo que este incremento supone, conviene recordar que durante la llamada Pequeña Edad de Hielo, un período particularmente frío registrado entre los siglos XIV y XVIII aproximadamente, la disminución de la temperatura media del planeta fue del orden de medio grado centígrado. Los científicos expertos en el tema han establecido que, si se llega a las 450 ppm, la temperatura aumentará en 2 °C, y a partir de ese momento, podrán producirse efectos multiplicativos en el cambio climático de consecuencias difícilmente predecibles, pero, en todo caso, de gran magnitud.

De ahí que lo prioritario sea instalar cada vez más renovables que puedan sustituir a los combustibles fósiles, y no usarlas para cerrar instalaciones nucleares, que no emiten gases de efecto invernadero. Justamente, lo que hicieron Alemania y Japón tras el accidente de Fukushima, aumentando su dependencia del gas natural (en el caso de Alemania, incrementando su ya considerable dependencia del gas ruso) y el carbón, y arruinando sus planes para la reducción de emisiones. La conclusión, en mi opinión es que hay que reducir la contribución de los combustibles fósiles en la producción de energía hasta un mínimo, tendencialmente a cero, antes de clausurar instalaciones nucleares.

En lo que sigue, nos concentraremos en la generación de electricidad por varios motivos: es el sector al que contribuye la energía nuclear, hay una tendencia general en las sociedades contemporáneas a aumentar su grado de electrificación, dado que se trata de un vector energético de enorme versatilidad y, finalmente, porque el sector del transporte está virando hacia su electrificación, consumiendo electricidad en lugar de depender casi en su totalidad de derivados líquidos del petróleo, como ocurre en la actualidad. Pues bien, la producción de electricidad está dominada hoy en el mundo por el uso del carbón, en un 35%, y el gas natural (metano), en un 23%, mientras que la energía



nuclear contribuye en un 16% y las renovables en un 22%. Con casos llamativos como los de Estados Unidos, donde el gas natural contribuye con más del 40% a la generación de electricidad, China, cuya electricidad depende en un 63% del carbón, o Alemania, para el que este último porcentaje se sitúa en el 27%. En España, el carbón ha desaparecido casi totalmente, las renovables suponen del orden de un 44%, la nuclear un 21% y el gas natural un 27%. Es decir, la electricidad generada con fuentes no emisoras de gases de efecto invernadero (nuclear + renovables) llega en España hasta el 65%.

Conviene recordar aquí que la potencia instalada solar y eólica solo está operativa, en promedio, la cuarta parte del tiempo. Durante las otras tres cuartas partes no hay viento ni luz solar suficiente para producir energía. De donde se deduce que un horizonte de solo renovables requeriría, al menos, la instalación de cuatro veces la potencia media consumida; en realidad más para hacer frente a los picos de demanda o a las paradas por averías o por mantenimiento. Además, habría que arbitrar instalaciones de almacenamiento a gran escala para la electricidad en red y dispositivos portátiles de almacenamiento para el sector del transporte.

Hay varios procedimientos para el almacenamiento masivo de electricidad, pero el mejor conocido, simple y de considerable eficiencia es el bombeo de agua en embalses de doble vaso. Cuando hay abundancia de electricidad generada, en días de mucho sol o días o noches de mucho viento, superando a la demanda, esa electricidad servirá para activar las bombas que eleven el agua del vaso inferior al superior, mientras cuando ocurra lo contrario, porque no haya sol o viento suficiente, la electricidad se generaría aprovechando el agua almacenada en el vaso superior. Este procedimiento no serviría en países llanos, sin diferencias de alturas naturales, como Bélgica o Países Bajos, en cuyo caso la solución sería una potente red de interconexiones con países de orografía suficiente, algo perfectamente factible en la Unión Europea. El inconveniente principal es la necesidad de construir nuevos embalses, lo que genera considerables recelos en ciertos sectores de la sociedad.

En cuanto al almacenamiento portable para el sector del transporte, la industria se está apoyando en el avance tecnológico registrado en las baterías, tanto en su capacidad de almacenamiento como en su densidad energética (energía almacenada por unidad de masa de la batería). Un avance que, sin duda, se seguirá dando en ambos aspectos, así como en la utilización de materiales más comunes y no contaminantes.

La muy publicitada solución del hidrógeno me parece menos adecuada. El hidrógeno no existe, en sus variedades atómica o molecular, en estado natural en nuestro planeta (sí en Júpiter o en el Sol). Se encuentra combinado con el oxígeno en forma de agua o con el carbono en forma de hidrocarburos. Extraerlo del agua por electrólisis demanda una gran cantidad de energía, de largo

superior a la que luego se obtendría a partir del hidrógeno en las pilas de combustible (*fuel cells*). En el caso del llamado hidrógeno verde, obtenido del agua a partir de energías renovables, es más eficiente almacenar esta energía en forma de electricidad, si es que hay dispositivos de almacenamiento adecuados, y luego utilizarla directamente. Aun así, puede que haya nichos de actividad para los que el peso de las baterías resulte determinante (la aviación, por ejemplo) en los que el hidrógeno pueda cumplir su papel de almacenamiento y vector energético, pero no puede competir ventajosamente con la electricidad de forma generalizada.

Comoquiera que fuere, el problema del almacenamiento en la transición a un esquema energético sostenible, dominado por la prevalencia de las energías renovables (es decir, intermitentes) es central en la investigación y el desarrollo tecnológico asociados a la energía. Es, en mi opinión, el factor clave para determinar la naturaleza de un esquema energético sostenible.

En todo caso, como se deduce de todo lo anterior, el camino hacia ese objetivo final será largo en tiempo y costoso en recursos, por lo que una solución complementaria a la intermitencia inevitable de las fuentes renovables es imprescindible en todo ese proceso transitorio. En realidad, solo hay dos fuentes primarias que puedan jugar ese papel de asegurar la generación de base: el gas natural y la nuclear, una vez que se ha demostrado que el carbón y los combustibles líquidos derivados del petróleo son los principales agentes del cambio climático. De ahí que en la taxonomía energética de la Comisión Europea se haya calificado a ambas fuentes de “sostenibles”, aunque, en sentido estricto, no sean “verdes”.

Los gastos en que incurre una planta de producción de energía a lo largo de toda su vida útil se pueden dividir, básicamente, en tres apartados: inversión inicial, mantenimiento y combustible. Para una central nuclear, la inversión inicial supone alrededor del 75% del gasto total, mientras que la suma de mantenimiento más combustible durante cuarenta años de operación suponen el otro 25%, y, en la parte del combustible, del orden de la mitad se emplea en el enriquecimiento del uranio y en la fabricación de los elementos combustibles, por lo que el precio del uranio tiene una influencia muy marginal en el coste total de la electricidad generada. Su rentabilidad final depende, sobre todo, del número total de horas en funcionamiento. En una central de gas natural, las cifras se invierten, de forma que el gasto en combustible supone del orden del 75% del total, por lo que el precio del gas es un factor determinante en el coste de la electricidad generada y, por tanto, de su rentabilidad. Así, de esos dos tipos de fuentes energéticas, la que no presenta emisiones de gases de efecto invernadero y, además, no está sometida a fluctuaciones significativas por el precio del combustible, es la nuclear.

Los reactores actualmente en funcionamiento en el mundo son los llamados de segunda generación o segunda y media (II o II+). Una gran parte de ellos



está llegando al fin de su vida de diseño, cuarenta años, y el problema que se plantea es el de reemplazarlos por nuevos reactores o prolongar su vida. Se están construyendo, o planificando, nuevos reactores, principalmente en países de Asia o del este de Europa, mientras que en el mundo occidental la construcción de nuevos reactores es problemática, con la posible excepción de Francia. Un factor esencial es la oposición de la población, en la que las opiniones de los grupos ecologistas han calado profundamente, pero también cuentan las considerables inversiones que es necesario afrontar (solo recuperables si el reactor opera durante, al menos, el número de horas de diseño), los plazos prolongados de construcción, las dificultades administrativas de todo tipo que es preciso superar y su carácter no modular.

Respecto de esto último, se suele proponer, hasta ahora sin éxito, la construcción de reactores más pequeños, del orden de los 100 MW de potencia, en lugar de los 1000 a 1600 MW de los modelos actuales. Sin duda, se aliviarían algunos de los problemas de inversión y plazos, y serían más seguros, pero presentan un problema de considerable dificultad: multiplicarían los trámites administrativos, licencias, informes, ubicación, etc. El hecho es que los proyectos existentes son de reactores de tamaño estándar.

Existen ya reactores de la llamada tercera generación, que se basan en la misma tecnología que los de las generaciones precedentes, es decir neutrones térmicos que fisiónan los núcleos de uranio 235, que es un isótopo fisible del uranio pero que únicamente supone el 0,7% del uranio natural. El 99,3% restante es uranio 238, que no es fisible. Para conseguir la reacción en cadena en el interior de cualquiera de estos reactores, es preciso aumentar esa proporción de uranio 235 hasta una cifra del orden del 4% (es lo que se llama proceso de enriquecimiento del uranio). Lo que queda tras el enriquecimiento es uranio con una proporción del isótopo 235 menor que la natural, lo que se llama uranio empobrecido. El rasgo distintivo de la generación III es la presencia de mayores sistemas de seguridad, muchos de los cuales están diseñados para activarse autónomamente sin necesidad de la intervención de operadores.

Hay dos modelos principales de reactores de generación III, uno de origen francés, llamado EPR (European Pressurized-water Reactor), de 1600 MW de potencia, y otro, de diseño norteamericano, el AP-1000, de 1100 MW. El ejemplo más característico de EPR es el reactor en construcción en Flamanville. El proyecto se lanzó en 2004 y la construcción se inició en 2007, pero ha acumulado enormes retrasos en la construcción, del orden de 10 años, e incremento de costes. El coste inicial se cifró en unos 3.300 millones de euros, pero ya en 2019 el coste estimado había ascendido a los 12.400 millones. Se espera que la primera carga de combustible tenga lugar a finales de 2022, aunque la producción de electricidad todavía se demorará algo más; y está diseñado para una vida útil de 60 años. En Finlandia, el reactor Olkiluoto III, de la misma tecnología, inició su construcción en 2005 y ha registrado los mismos problemas de

plazos y costes que el de Flamanville. El único otro reactor de este tipo existente ha entrado en funcionamiento muy recientemente en China. En cuanto al modelo AP-1000, hubo varios proyectos, con construcción iniciada, en Estados Unidos, pero han sido abandonados con una única excepción cuya construcción todavía no ha terminado, y hay cuatro operativos en China. Todo lo anterior ilustra las dificultades en la puesta en marcha de nuevas centrales nucleares.

Hay estudios avanzados sobre una nueva generación de reactores, la generación IV, que se basa en una tecnología radicalmente distinta de las anteriores, la fisión inducida por neutrones rápidos, que permite la utilización como combustible del isótopo más abundante del uranio, así como otro elemento, el torio 232, bastante abundante en la naturaleza. Sin embargo, la operación de esta nueva tecnología presenta grandes dificultades y estamos todavía muy lejos de la fase industrial. Es, incluso, posible que no se llegue nunca a esta fase.

Hasta este momento, solo hemos mencionado la energía nuclear de fisión, es decir, la basada en la escisión de los núcleos de elementos muy pesados, como el uranio, el torio, el plutonio y otros, inducida por neutrones. La otra promesa de energía de origen nuclear es la fusión, basada en la unión de núcleos de elementos ligeros, básicamente isótopos del hidrógeno. Es conocido el proyecto ITER, que es un consorcio mundial que está construyendo un dispositivo en el que generar y controlar un proceso de fusión, un gigantesco tokamak, en Cadarache (Francia), que será únicamente un paso en el camino hacia el dominio de esta tecnología. ITER, con su coste y sus plazos de construcción muy elevados, no es más que un experimento, todavía muy lejos de cualquier posible aplicación industrial. La fusión nuclear presenta ventajas considerables respecto de la fisión, en particular que no genera ni maneja transuránidos ni residuos de alta actividad, aunque sí genera residuos de baja actividad, esencialmente materiales estructurales activados por neutrones. En contrapartida, implica la producción y uso de tritio, un isótopo radiactivo del hidrógeno, un gas que se comporta como el hidrógeno estable, por lo que su confinamiento es difícil. En todo caso, la fusión presenta enormes dificultades técnicas que no permiten contemplar un uso generalizado en el mundo de esta tecnología en las próximas décadas.

En lo que se refiere a las centrales nucleares actualmente operativas, la situación respecto de su contribución a la generación de energía, así como de su cierre, es muy variada en Europa. Francia es el país con un parque nuclear más extenso, que contribuye en más del 70% a la producción de electricidad, y sus reactores están ya cerca, o han sobrepasado, los 40 años de operación. Hay un propósito decidido de las autoridades francesas de ir disminuyendo lentamente la importancia de la nuclear en favor de las renovables, pero eso pasa por prolongar la vida de muchos de sus reactores hasta, por lo menos, 50 años, y han anunciado la construcción, al margen de Flamanville, a cuya peripecia



se ha aludido anteriormente, seis reactores nuevos, aunque no se iniciaría hasta 2028 como pronto.

Bélgica es el siguiente país más nuclearizado de la UE. La mitad aproximadamente de su electricidad procede de esta fuente. En 2003 se decidió el cierre de todo el parque nuclear en 2025, fecha que mantenía la titular de Energía, del partido verde, defendiendo su sustitución por gas natural. Pero recientemente, dada la situación de emergencia energética y que la vía propuesta va a contracorriente en la lucha contra el cambio climático, el Gobierno belga ha decidido prolongar diez años más, hasta 2035, la vida de los dos reactores nucleares actualmente en operación.

Alemania, que cerró una parte importante de su parque nuclear en 2011, a raíz del accidente de Fukushima, lo que aumentó su dependencia del gas ruso y del carbón, tiene previsto el cierre total para 2022, aunque es dudoso que se lleve a efecto dado que todavía sus tres centrales en operación proporcionan el 12% de la electricidad producida. En España, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (2021-2030), recientemente presentado a la UE, establece 2030 como fecha límite para cerrar tres de los siete reactores actualmente en funcionamiento, y 2035 como fecha para el cierre total, un escenario, el del cierre de cuatro reactores en cinco años, que nos parece poco realista.

En Estados Unidos, por su parte, la Comisión de Regulación Nuclear, equivalente a nuestro Consejo de Seguridad Nuclear (CSN), ha autorizado la prolongación a 60 años de la vida de más del 90% de los reactores actualmente en funcionamiento, más de la mitad de los cuales, por cierto, han sobrepasado ya los 40 años de diseño. Y muestra una actitud proclive a autorizar esa prolongación hasta los 80 años para los reactores que lo soliciten.

4. A modo de conclusiones

En resumen, dado que no parece posible construir nuevas centrales nucleares en Europa (con la posible excepción de Francia) o en Estados Unidos, la prolongación de la vida útil de los reactores en funcionamiento es la vía que está siguiéndose para seguir disponiendo de esta fuente de energía hasta que se produzca la implantación masiva de las energías renovables más un sistema potente de almacenamiento.

Las dos fuentes energéticas que complementarían a las renovables en el período de transición energética, que podrían considerarse como de “transición”, serían el gas natural, especialmente para cubrir los picos de demanda, dada su flexibilidad y el hecho de que el grueso de su coste está en el gas consumido, y la nuclear, especialmente para asegurar una producción de base, dado que su coste principal es el de la inversión inicial y su complicada logística de paros

y encendidos en la producción de energía.

De las dos, la que genera emisiones de gases de efecto invernadero es el gas, además de presentar problemas notables de fluctuaciones de precios e incidentes de aprovisionamiento, por lo que, al aumentar la potencia renovable instalada y, sobre todo, las capacidades de almacenamiento, debería ir disminuyendo su presencia en el menú energético. A medio plazo, la única energía de transición, complementaria de las renovables, debería ser la nuclear.

El primer paso a dar es prolongar la vida de las centrales nucleares que estén en condiciones de seguir generando energía de forma segura. En España, como en todos los demás países, es preceptivo un informe favorable del Consejo de Seguridad Nuclear, u organismo homólogo, que certifique que pueden seguir funcionando con seguridad. Normalmente eso exige de inversiones, que dependen del estado de la central y del período de tiempo de prolongación. En el caso del CSN, los informes son por un máximo de 10 años de actividad, aun cuando la licencia dada por la autoridad gubernativa sea por más tiempo (en Estados Unidos, la licencia es indefinida). En este contexto, puede aparecer el primero de los problemas: las compañías propietarias de las centrales pueden rehusar estas inversiones si consideran que no son rentables por el período de funcionamiento aprobado. Y, sin esas inversiones, para sustituir, reparar o añadir componentes, no habrá autorización del CSN.

En todo caso, en algún momento, será preciso planificar el cierre progresivo y ordenado de los reactores actualmente en operación. El cierre de una central nuclear no es un proceso sencillo. Consume mucho tiempo y muchos recursos, por lo que conviene proceder con cautela (por ejemplo, la central nuclear José Cabrera, situada en Zorita, la más antigua del parque nuclear español, de muy poca potencia, cerró en 2006 y apenas en estas fechas se está culminando su completo desmantelamiento y la restauración del emplazamiento en el que fue construida). En nuestra opinión, antes de decidir el cierre de un reactor se han de cumplir una serie de condiciones de las que las más importantes son las que se refieren a la sustitución de la potencia eliminada y la viabilidad del desmantelamiento.

En lo que se refiere a la sustitución de la potencia instalada, es básico que la potencia de reemplazo no sea proporcionada por combustibles fósiles, carbón o gas natural. Que es lo que ocurrió en Alemania y Japón a raíz de Fukushima. Lo fundamental es reducir las emisiones de CO₂, no aumentarlas por una decisión apresurada de cierre. Las renovables deben ir sustituyendo, primordialmente, a los combustibles fósiles, no a la energía nuclear.

La segunda condición es más complicada, y generalmente ignorada por el público y los medios de comunicación. Tras el cierre, es preciso esperar varios años refrigerando los elementos de combustible gastado del reactor, para luego



proceder al desmantelamiento de sus componentes y su tratamiento como residuos radiactivos, un proceso que se prolonga durante bastantes años. En este contexto cobra especial importancia el tratamiento de los residuos. La mayoría de los elementos estructurales de un reactor son residuos de baja actividad, para los que se ha diseñado en la mayoría de los países, también en España, un almacenaje apropiado. Los elementos de combustible usado son residuos de alta actividad, para los que la única opción realista en la actualidad es el Almacenamiento Geológico Profundo (AGP), aunque hay alternativas de transmutación que, hasta el momento, son solo viables en el laboratorio. El proceso de ubicar y construir un AGP es sumamente complejo, como demuestra el caso de Yucca Mountain, en Estados Unidos, un proyecto paralizado desde 2010 después de más de 20 años de estudios *in situ*.

De ahí que se haya pensado en una solución transitoria que consiste en custodiar los residuos de alta actividad en un almacén con las debidas medidas de vigilancia, refrigeración y tratamiento para un periodo del orden de 50 a 80 años, el llamado Almacenamiento Temporal Centralizado (ATC). En España hubo un proyecto avanzado de ATC, que recibió apoyo unánime en el Congreso de los Diputados en 2004, cuya inclusión en el Plan General de Residuos Radiactivos se produjo en 2006, y para el que se seleccionó una ubicación en 2011. Pero se suspendió en 2018, con lo que el combustible usado en las centrales nucleares, algunas de ellas ya clausuradas, se conserva en Almacenamientos Temporales Individuales (ATI) situados en los recintos de las mismas, en condiciones menos apropiadas que las que tendrían en un ATC. Un desmantelamiento de más reactores agravaría el problema y requeriría, en mi opinión, dar una solución al almacenamiento centralizado.

En conclusión, es imprescindible abordar la transición energética si queremos evitar los efectos, de magnitud inusitada, asociados al cambio climático (además de efectos, menos dramáticos desde el punto de vista ambiental, como la dependencia de un conjunto de países productores que no dudarán en utilizar sus recursos naturales como arma política o económica, o las fluctuaciones de los precios debidas a las asimetrías del mercado). La transición que se requiere debe estar basada en la reducción de gases de efecto invernadero, causa primera del cambio climático, lo que implica la reducción drástica del uso de los combustibles fósiles. Aparte de estos, las únicas fuentes de energía sin emisiones son la nuclear y las renovables, por lo que son las que deben ocupar el papel preponderante en el nuevo esquema energético. En ningún caso es sensato sustituir potencia nuclear por combustibles fósiles, como, desgraciadamente, ha venido ocurriendo y celebrándose en ciertos sectores sociales.

La energía nuclear no está exenta de problemas, ya evocados anteriormente, por lo que su presencia deberá mantenerse aproximadamente constante o ir decreciendo a medida que las renovables, y el almacenamiento energético, vayan siendo la energía primaria dominante. Incluso en un escenario en el que,

a largo plazo, toda la energía que necesitemos provenga de fuentes renovables, la energía nuclear debería ser el complemento necesario de las renovables en el largo período de transición, lo que, al menos en los países occidentales, puede cumplirse de forma mayoritaria mediante la extensión de la vida útil de los reactores ya existentes.



EL MERCADO ELÉCTRICO: RESULTADOS Y REFORMAS PENDIENTES

Óscar Arnedillo Blanco

Director Gerente de NERA Economic Consulting

Jorge Sanz Oliva

Director Asociado de NERA Economic Consulting

Presidente de la extinta Comisión de Expertos de Transición Energética

1. Introducción

Desde mediados de 2021, el precio en el mercado mayorista de la electricidad en España ha experimentado un incremento sin precedentes desde su liberalización, hace ya casi veinticinco años.

Dicho incremento no se ha producido únicamente en España, sino que se ha observado en todos los mercados europeos. Su origen se encontró inicialmente en la subida del precio del gas natural como consecuencia del incremento en la demanda por, entre otros motivos, una recuperación económica tras la pandemia más rápida de lo esperado, sequías en California, Turquía y Brasil, y temporales de frío en Texas y Japón. A esto se sumaron restricciones en la oferta derivados, entre otros, de problemas en la cadena de suministro desde Trinidad-Tobago y Nigeria, y de paradas no programadas en yacimientos en Noruega, Australia y Perú. En febrero de 2022, la situación se agravó como consecuencia de la invasión de Ucrania por Rusia.

Pero, aunque el incremento en el precio del mercado eléctrico tiene su origen en el incremento del precio del mercado gasista, las críticas se han centrado en el diseño del mercado eléctrico. Se ha reabierto el debate sobre si se debe modificar su diseño o si, incluso, el mercado debe ser intervenido y que sea el Gobierno quien, a través de subvenciones a determinadas tecnologías, fije el precio.

El objetivo de esta contribución es explicar las causas que llevaron a la liberalización de la generación eléctrica a finales de la década de 1990 y valorar sus resultados. Asimismo, comentamos las principales críticas que se vierten contra el actual diseño de mercado e identificamos las principales reformas regulatorias que se deberían adoptar.

2. Los motivos de la liberalización de la generación eléctrica

La liberalización de la generación de electricidad en España se inició en el año 1997 con la aprobación de la Ley 54 del Sector Eléctrico. Esta decisión se produjo con el objetivo de reducir el precio de la electricidad y en el contexto de la aprobación de la primera directiva europea para la creación de un mercado interior de la electricidad en el territorio de la Unión.

Fueron dos los motivos que llevaron a las Instituciones Europeas a impulsar la liberalización del mercado eléctrico. El primero fue la necesidad de asentar la libre circulación de bienes en la UE sobre unas bases competitivas en las que la energía, uno de los factores productivos más importantes en la fabricación de productos industriales, dejara de ser un reducto proteccionista y al margen de la normativa europea sobre control de ayudas de estado.

En segundo motivo fue la constatación de que la planificación de las inversiones por parte de los gobiernos llevaba sistemáticamente a sobreinversiones y a un mayor coste de suministro, en parte porque el coste de los errores de planificación lo soportaban los consumidores, en lugar de las empresas energéticas.

El mercado de generación español fue liberalizado en el año 1998 aunque, de forma transitoria, los generadores preexistentes pudieron recibir compensaciones (denominados *costes de transición a la competencia*) previamente autorizadas por la Comisión Europea, para amortiguar el impacto que la liberalización tendría sobre sus ingresos, ya que los márgenes esperados no les permitirían recuperar el coste de inversiones acometidas a lo largo del anterior sistema regulado.

En el año 2007, los mercados español y portugués se fusionaron en el *mercado ibérico de electricidad* (MIBEL) y este, a su vez, en 2014 se acopló con los mercados centroeuropeo y *Nord-pool*. En el año 2021 ya están acoplados los mercados de 25 Estados miembros de la UE (todos, excepto Chipre y Malta, por su carácter insular) más Noruega, en un mercado interior europeo de la electricidad con reglas comunes que garantizan que se minimiza el coste de suministro.

3. Resultados de la liberalización

La liberalización de los mercados eléctricos europeos agilizó la toma de decisiones de inversión, al no ser necesaria la planificación previa del Gobierno para acometerlas. Esto ha propiciado la entrada de nuevos operadores, con nuevas centrales, y ha contribuido a que el mercado eléctrico español funcione de forma competitiva e integrada con los mercados de países vecinos.



Nivel de concentración del mercado ibérico de generación

Para analizar el nivel de concentración de los mercados, la Comisión Europea utiliza fundamentalmente el índice HHI. El HHI se calcula como la suma del cuadrado de las cuotas de mercado de cada uno de los operadores en el mercado relevante. La Comisión Europea considera que un mercado no está concentrado si el valor del índice HHI es inferior a 2000. Y, en el caso del mercado eléctrico, se considera que el mercado relevante es ibérico, por lo que las cuotas se calculan considerando la suma de la generación en España y Portugal.

Ya en el año 2008, tras la integración de los mercados eléctricos español y portugués, el HHI se situaba en 1484. Y, posteriormente, el HHI se ha seguido reduciendo de forma paulatina, como resultado de la ausencia de barreras significativas a la entrada de nuevos operadores, de tal modo que en 2020 se había reducido a 1190.¹

Nivel del precio del mercado ibérico de generación

El bajo nivel de concentración, junto con la fuerte inversión en centrales de gas de ciclo combinado, ha dado lugar a precios en el mercado de generación en España similares a los observados en mercados de generación de otros países de nuestro entorno.

Ello puede comprobarse comparando el precio medio del mercado eléctrico español con los precios medios de otros mercados eléctricos mayoristas europeos, por ejemplo desde 2010 hasta la fecha, tal y como se observa en el cuadro 1.

Cuadro 1.- *Precios medios de la electricidad en diferentes países europeos*
(en €/MWk; periodo: enero 2010-abril 2022)

Italia	67,27	Países Bajos	52,40
Reino Unido	63,72	Francia	52,24
Portugal (*)	53,35	Alemania	46,04
España (*)	53,23	Países Escandinavos	37,90

Nota: (*) Neto del impacto del impuesto al valor de la producción.

1 CNMC, "Informe de supervisión del mercado peninsular mayorista al contado de electricidad - Año 2020" (IS/DE/013/21).

Esta conclusión puede resultar sorprendente dado que, en las comparativas europeas de precios al por menor que publica Eurostat, España viene a situarse entre los países de la Unión Europea con los precios más altos para los consumidores domésticos. Un hecho quizás menos conocido es que, también según Eurostat, los consumidores comerciales e industriales españoles se enfrentan a costes de suministro eléctrico similares a los de sus competidores europeos.

El motivo de los altos precios que pagan los consumidores domésticos en España no se debe a que el precio de la electricidad en el mercado mayorista sea especialmente elevado, sino a los impuestos y cargos que el Gobierno aplica sobre dichas facturas y que, según la misma Eurostat, en la primera mitad de 2021 representaron en España más del 40% del coste de esas facturas.²

Nivel de integración del mercado ibérico de generación

La capacidad de interconexión comercial de España asciende a 3.885 MW con Francia, 3.815 MW con Portugal y 915 MW con Marruecos, lo que supone un total de 8.615 MW. Esto sitúa la capacidad de interconexión de España en un 8% si se compara con la potencia instalada (107,5 GW) y en un 20% si se compara con la demanda punta (42.225 MW).

Sin embargo, para analizar el grado de integración de los mercados, la Comisión Europea considera que lo relevante no es el tamaño de la interconexión, sino el porcentaje de horas del año en las que las diferencias de precio entre los mercados mayoristas de una misma zona son poco significativas (inferiores a 2 €/MWh). El cuadro 2 muestra el porcentaje de horas en las cuales existe una diferencia en los precios entre mercados inferior a 2 €/MWh en las diferentes zonas eléctricas que considera la Comisión Europea. (La zona SWE es la que engloba a España, Portugal y Francia.)

Como se puede observar, en 2020 y 2021, solo la región Central West Europe (CWE) presentó un porcentaje de convergencia en precios mayor que el de la región South West Europe (SWE), donde se encuentra España. Y en la actualidad (año 2022), la región SWE es la que tiene el mayor porcentaje de convergencia en precios de toda la Unión Europea: un 50%.

No parece coherente considerar que España es una “isla energética” si la región en la cual se encuentra España incluye también a Francia y es una de las más integradas de toda la Unión Europea.

² https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_price_statistics#Electricity_prices_for_non-household_consumers



Cuadro 2.- Porcentajes de horas de alta convergencia en precios en diferentes zonas eléctricas de la UE

Región	2020	2021	2022(*)
<i>Baltic</i>	6%	11%	11%
<i>CWE</i>	56%	53%	29%
<i>GRIT</i>	9%	23%	37%
<i>Hansa</i>	2%	13%	2%
<i>Italy North</i>	35%	22%	20%
<i>Nordic</i>	19%	11%	4%
<i>SEE</i>	3%	15%	40%
<i>SWE</i>	47%	37%	50%

Nota: (*) Tres primeros meses de 2022.

Motivos de la alarma social en España

Una característica de los mercados eléctricos liberalizados es que sus precios son volátiles, reflejando las variaciones en el coste marginal de suministro. La fluctuación en los precios de los mercados eléctricos es mayor que la de los precios de mercados de otros productos como consecuencia de las limitaciones al almacenamiento de la electricidad, lo cual hasta ahora solo ha sido posible en instalaciones hidráulicas con embalses, incluidos los bombeos. En otros mercados, los inventarios permiten absorber las fluctuaciones en la demanda, pero en el mercado eléctrico, la falta de “inventarios” hace que las fluctuaciones en la demanda se deban cubrir programando centrales en orden de costes variables (lo que se denomina “orden de mérito”).

En general, gracias a los contratos a plazo, los consumidores eléctricos compran su electricidad con un precio fijado de antemano y están aislados de las fluctuaciones horarias en el precio del mercado mayorista. Por ello en otros países se han producido episodios con precios en el mercado mayorista de hasta 3.000 €/MWh sin que ello haya atraído la atención de los medios de comunicación. Sin embargo, en España las fluctuaciones en el precio del mercado eléctrico mayorista llegan a ser portada y dan lugar a frecuentes debates sobre el diseño del mercado.

El motivo del interés que suscitan los precios del mercado eléctrico español se debe, en gran parte, al hecho de que los hogares españoles pagan unas tarifas

entre las más altas de Europa (por el impacto de los impuestos y cargos que el Gobierno aplica sobre sus facturas). Sin embargo, también se debe al hecho de que la tarifa regulada por el Gobierno (el denominado Precio Voluntario al Pequeño Consumidor o PVPC) está indexada al precio al contado del mercado mayorista, que cambia de hora en hora. Además, para disfrutar del bono social eléctrico, el Gobierno obliga a los consumidores vulnerables a acogerse al PVPC, de modo que se enfrentan a la tarifa más volátil a pesar de ser los que tienen menos capacidad para hacer frente a fluctuaciones en los precios.

Esto no ocurre en los países europeos de nuestro entorno. Y eso explica por qué en mercados como el italiano, el británico o el portugués, los precios son más altos que en España y, sin embargo, no existe alarma social en relación con el precio de la electricidad.

4. Las críticas al diseño de mercado

La liberalización del mercado eléctrico en 1998 ha inducido una fuerte inversión en instalaciones de gas de ciclo combinado y ha llevado a un precio mayorista comparable al de los mercados eléctricos vecinos.

En el contexto del incremento de precio experimentado en el invierno de 2021/22, la Comisión Europea pidió a la Agencia para la Cooperación de los Reguladores Europeos (ACER) que analizara el diseño del mercado por si fuera deseable proceder a su modificación. ACER emitió su informe final a finales de abril de 2022 y concluyó que el actual diseño es el que asegura el suministro con los menores costes para los consumidores.³

Sin embargo, el alto grado de insatisfacción de los consumidores de electricidad en España (porque las facturas están “infladas” por una elevada carga fiscal y parafiscal de la cual los consumidores no son conscientes) hace que las críticas se centren en el diseño del mercado eléctrico. Pero, lógicamente, si el problema no está en el diseño del mercado, los cambios en dicho diseño no solamente no contribuirán a reducir el coste de suministro, sino que tenderán a incrementarlo.

Las principales críticas al mercado eléctrico se han centrado en su diseño marginalista (también denominado *pay-as-clear*), por el cual todas las centrales cobran el mismo precio, con independencia de su tecnología de generación. Las propuestas de rediseño plantean: (a) que a cada central se le pague según sus propios costes, no según el valor de su producción; (b) que a cada central se le pague lo que pide en su propia oferta, y no el precio marginal; o (c) que el

3 “ACER’s Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design”, abril de 2022.



precio que se pague a las centrales inframarginales esté desacoplado del precio del gas. Cada una de estas propuestas se analiza a continuación.

Propuesta 1: Pagar a cada central según sus propios costes

Esta propuesta consistiría en pagar a cada central según sus propios costes, en lugar de pagarles según el valor de su producción (es decir, el valor de escasez). Detrás de esta propuesta subyace la percepción de que, con el actual diseño del mercado, determinadas centrales obtienen unos ingresos muy superiores a sus propios costes.

En realidad, esta propuesta no es tanto una propuesta de “re-diseño” del mercado, sino una propuesta para la “re-regulación” del mercado, retribuyendo cada instalación según los costes en que ella incurra. Este era básicamente el diseño existente antes de la liberalización del mercado eléctrico en 1998.

Un primer problema con esta propuesta es que olvida las lecciones del pasado. Los sistemas regulados funcionan en teoría, pero en la práctica dan lugar a ineficiencias y sobreinversión. El motivo es que los generadores y los políticos toman las decisiones, pero el riesgo lo asumen los consumidores, que son quienes tienen que pagar las facturas. En contraste, en un mercado liberalizado las empresas son las que toman las decisiones, pero también las que asumen el riesgo y coste de sus errores, y ello asegura una mejor toma de decisiones, y lleva al mix de generación de mínimo coste.

Un segundo problema es que lo que subyace detrás de la propuesta de pagar a cada central según sus propios costes es la idea de retribuirles según sus “costes contables”, y no según el “coste de oportunidad” o “valor de escasez” de la producción de la central.

Para ilustrar el problema que esto plantea, considérese el ejemplo siguiente. Supongamos un país en el que toda la electricidad se produce con centrales de generación hidroeléctrica que ya han recuperado completamente su inversión y cuyos costes de operación y mantenimiento no son significativos. Como el agua de la lluvia cae gratis, quienes abogan por que los precios reflejen los costes contables de producción reclamarían que, en este país imaginario, la electricidad tuviera un precio igual a cero.

Sin embargo, si el precio es cero, lo que se estaría transmitiendo al consumidor es una señal de abundancia que es falsa. En efecto, aunque la electricidad producida con agua tenga un coste contable igual a cero, eso no significa que su cantidad sea ilimitada. Todo lo contrario, el agua de la lluvia es gratis pero escasa (en especial, en un país como España). Si la electricidad se vendiera a precio cero, los consumidores no tendrán motivos para poner freno a su demanda y en poco tiempo los embalses se quedarán vacíos y habrá problemas de suministro.

Para garantizar una gestión eficiente de un recurso escaso y que este no sea despilfarrado, el precio de dicho recurso debe fijarse allí donde se cruzan las curvas de oferta y demanda (o sea, en el coste de la última unidad necesaria para cubrir la demanda).

Esto significa que algunas tecnologías (las que tienen los costes marginales más bajos) obtienen un margen cuando funcionan, igual a la diferencia entre su coste marginal y el precio del mercado. Sin embargo, lo que este margen hace es que las empresas puedan recuperar su coste de inversión (las centrales con costes marginales más bajos suelen tener costes fijos más altos). Y permitir a las empresas retener ese beneficio es lo que induce a los inversores a tomar decisiones de inversión que maximizan sus beneficios, lo cual minimiza el coste de suministro, en beneficio de los consumidores.

En definitiva, si las decisiones de inversión y de consumo se basan en señales de precio que reflejan la escasez de los recursos, la Teoría Económica demuestra que la gestión de los bienes y servicios será eficiente: se conseguirá garantizar el suministro al mínimo coste posible tanto en el corto como en el medio y largo plazo, de forma coherente con la maximización del bienestar de la sociedad.

Si la solución que garantiza la eficiencia en la asignación de los recursos resultara no ser deseable desde el punto de vista de la equidad porque diera lugar a un reparto de la renta que pudiera considerarse “desequilibrado” o “injusto”, la solución no es intervenir el funcionamiento de los mercados, distorsionando su funcionamiento, sino aplicar impuestos, centrándose en los que sean menos distorsionadores (es decir, aquellos que menos alteren las decisiones de los consumidores y de las empresas).

Es por ello que existe un absoluto consenso, no solamente a nivel técnico en Europa (tal como se refleja en el reciente informe de ACER al respecto) sino también en la propia Comisión Europea, acerca de que el diseño marginalista del mercado eléctrico es el que mejor protege los intereses de los consumidores.

Propuesta 2: Pagar a cada central el precio de su propia oferta

Es frecuente escuchar críticas al diseño del mercado en base a que el precio al cual se retribuye a todas las centrales (y pagan los consumidores) lo fija la central con la oferta de venta más cara necesaria para cubrir la demanda. Y es también frecuente escuchar que ningún otro mercado funciona así. Sin embargo, la realidad es que esa forma de determinar el precio del mercado es simplemente una forma de expresar que el precio se fija donde se cruzan las curvas de oferta y de demanda y, como es evidente, es así como funcionan *todos* los mercados.



En cualquier caso, esta propuesta consiste en que, en lugar de que las centrales cobren el precio del mercado con independencia de su propia oferta (lo que se denomina “precio marginal” o “*pay as clear*”), cada central cobre el precio que cada una hubiera ofertado (lo que se denomina “*pay as bid*”). Como, por definición, todas las centrales cuyas ofertas son aceptadas han ofertado precios más bajos que el precio del mercado, la percepción es que esto daría lugar a un menor precio para los consumidores. Sin embargo, dicha percepción es errónea porque no tiene en cuenta que las ofertas de los generadores dependen del diseño del mercado.

En un mercado marginalista, las centrales presentan ofertas iguales a su propio coste de funcionamiento (por debajo del cual no están dispuestas a producir) porque saben que lo que se les pagará no es el precio de su oferta sino el precio marginal del mercado. De este modo, si el precio marginal del mercado es mayor que el coste de funcionamiento de la central, la oferta de la central será casada y la central obtendrá un margen positivo. Si, por el contrario, el precio marginal del mercado es menor que el coste de funcionamiento de la central, la oferta de la central será rechazada y la central no funcionará (si funcionara con un precio de mercado inferior a su coste de funcionamiento, la central perdería dinero). De este modo, al presentar ofertas iguales a su propio coste de funcionamiento, la central maximiza su beneficio: funciona cuando gana dinero, y no funciona si, con ello, perdiera dinero.

Sin embargo, si en lugar de usar un sistema marginalista para la determinación de los precios, a cada central se le retribuye el precio de su oferta de venta, los generadores dejarán de presentar ofertas iguales a sus costes marginales, porque si lo hicieran nunca obtendrían un margen para recuperar sus costes de inversión y otros costes fijos (solamente recuperarían sus costes marginales). En un sistema en el cual a cada generador se le retribuye el precio de su oferta, los generadores tienen incentivos a presentar ofertas con un precio igual al precio de la oferta más cara que creen que será aceptada, es decir, un precio igual al coste de funcionamiento de la central con los costes más altos cuya generación sea necesaria para atender la demanda.

Como resulta evidente, si los operadores de las centrales tuvieran “información perfecta”, ambos sistemas darían lugar a la misma solución y al mismo precio:

- En el sistema marginalista los operadores presentan ofertas iguales a su propio coste de funcionamiento, y se les retribuye con el precio marginal, que se corresponde con el coste de funcionamiento de la central con los costes más altos cuya generación sea necesaria para atender la demanda.
- En el sistema en el cual cada operador recibe el precio de su oferta, los operadores presentan ofertas iguales a su previsión del coste de funcionamiento

de la central con los costes más altos cuya generación sea necesaria para atender la demanda, y todos los operadores cobran ese mismo precio.

Sin embargo, en realidad no existe “información perfecta”. Los operadores conocen bien sus propios costes de funcionamiento, pero no siempre acertarán con su estimación de la oferta más cara que será aceptada. El resultado será que, en el sistema en el cual cada operador recibe el precio de su oferta, habrá situaciones en las cuales no funcionarán las centrales con los menores costes de funcionamiento.

Es por ello que las ofertas de venta de los generadores dependen del diseño del mercado y que los sistemas en los cuales cada operador recibe el precio de su oferta tienden a dar lugar a un mayor coste de suministro para los consumidores comparado con un sistema marginalista. Así lo afirma también ACER en su reciente informe sobre el diseño del mercado eléctrico, donde se posiciona a favor del diseño de “precio marginal” (“*pay as clear*”) por ser más eficiente que el diseño de “pago por oferta”.

Propuesta 3: Desacoplar el precio de la electricidad del precio del gas para las centrales inframarginales

La invasión de Ucrania por Rusia ha tenido como consecuencia un incremento en el precio del gas y, con ello, en el precio de la electricidad en el mercado mayorista, ya que es necesario despachar y hacer funcionar centrales de gas (de ciclo combinado) para atender la demanda de electricidad. Lógicamente, el coste de funcionamiento de las centrales de ciclo combinado se ha incrementado en línea con el incremento en el precio del gas, y el precio del mercado debe permitir a esas centrales cubrir sus costes de funcionamiento porque de otro modo no funcionarían.

En este contexto, el Gobierno de España ha planteado una medida para “desacoplar” el precio del mercado eléctrico del precio del mercado de gas. Más concretamente, plantea subvencionar el funcionamiento de las centrales que usan combustibles fósiles (gas, carbón y cogeneración) de modo que oferten como si el coste del gas no viniera dado por el precio de escasez en el mercado gasista, sino por un valor fijado por el Gobierno y sustancialmente inferior al de mercado (50 €/MWh en media).

La propuesta del Gobierno se enfrenta a varios problemas y efectos indeseados.

En primer lugar, los altos precios de la electricidad están reflejando la escasez relativa de gas y, de esa forma, inducen a los consumidores domésticos, comerciales a industriales a reducir su consumo energético. Al mismo tiempo, estos precios dan señales para invertir en eficiencia energética e incluso autogeneración, lo cual reduce la demanda de electricidad y, con ello, el consumo de



gas. Subvencionar el consumo de gas en las centrales de generación traslada a los consumidores la señal de que el gas no es tan escaso como se deriva de su precio en el mercado gasista, lo cual induce un consumo de gas mayor que el óptimo.

En segundo lugar, los altos precios de la electricidad incrementan la rentabilidad de inversiones en eficiencia energética y en grandes instalaciones de renovables (parques fotovoltaicos, parques eólicos, centrales termosolares) sin necesidad de subvenciones, e inducen a los agentes a acelerar sus inversiones. Sin embargo, si los generadores ven que cuando el precio del mercado se reduce (como ocurrió al inicio de la pandemia) el Gobierno no hace nada, pero que cuando el precio se incrementa (como ocurrió al final de la pandemia) el Gobierno interviene para reducir el precio del mercado, ya no tendrán incentivos para incrementar o acelerar sus inversiones, sino que preferirán esperar a ver si resultan adjudicatarios en las subastas que organice el Gobierno, para así evitar quedarse expuestos al precio del mercado.

En efecto, si la intervención del Gobierno es asimétrica y amortigua los *shocks* no esperados que son favorables para los inversores, pero no lo hace con los *shocks* que les son desfavorables, la consecuencia es una caída de la rentabilidad esperada por invertir en estos proyectos. Aunque el Gobierno lo justifique como una medida puntual y extraordinaria, debido a los altos precios de la electricidad, el mensaje que estará trasladando es que intervendrá siempre que el precio del mercado se incremente. Esto afectará a las expectativas de los inversores y tendrá como consecuencia una ralentización de las inversiones en renovables y un mayor precio en el mercado eléctrico tanto en el medio como en el largo plazo.

En tercer lugar, la intervención del Gobierno para reducir el precio del mercado eléctrico dará lugar a distorsiones en el uso de las interconexiones eléctricas. Al deprimir el precio del mercado eléctrico en España y Portugal, su precio será menor que el de países vecinos y se programarán exportaciones de forma sistemática hacia Francia y Marruecos. Para atender esas exportaciones será necesario incrementar el funcionamiento de las centrales que usan combustibles fósiles en la península ibérica. El resultado será un incremento en el consumo de gas y de emisiones de CO₂, y la exportación de electricidad a Francia y Marruecos producida con subvenciones que deberán pagar los consumidores españoles.

Inicialmente, el Gobierno español planteó la posibilidad de organizar una doble subasta en el mercado eléctrico español, para así aplicar un precio más alto a las exportaciones, a fin de evitar que los consumidores franceses se beneficiaran de una energía barata subvencionada por los consumidores españoles. Pero esta propuesta fue rechazada por la Comisión Europea. El problema es que si no se limitan las exportaciones dedicaremos ingentes cantidades de dinero a

subvencionar electricidad que será exportada a un precio menor que su coste. A modo de referencia, con un precio de gas de 100 €/MWh, el importe de las subvenciones a los consumidores de Francia, Portugal y Marruecos ascenderá a casi 3.000 M€ (1.900 M€ a Francia, 400 M€ a Portugal⁴ y 600 M€ a Marruecos). A modo de referencia, el importe destinado a financiar el bono social eléctrico en el periodo 2017-2021 en España se ha situado siempre por debajo de 200 M€ al año.

El impacto de la subvención a las instalaciones que usan combustibles fósiles es (a) una reducción en el precio del mercado, pero implica (b) tener que pagar las subvenciones a esas instalaciones, (c) tener que pagar una mayor retribución regulada a las instalaciones renovables que reciben retribución a la inversión, y (d) tener que subvencionar la electricidad a consumidores de los países vecinos. El resultado es una reducción en el precio del mercado eléctrico pero un incremento en los cargos regulados que financian las subvenciones a las instalaciones que usan combustibles fósiles y la retribución regulada de las instalaciones renovables. Así, se reducen las facturas de los consumidores que han contratado su suministro con un precio indexado al precio del mercado eléctrico, pero se incrementan las facturas de aquellos que han contratado su suministro de electricidad a plazo y precio fijo, a quienes se repercute el incremento en los cargos

De hecho, el balance final de cualquier intervención no puede ser positivo. Los mercados eléctricos funcionan de forma eficiente si los operadores (generadores y compradores) perciben un precio del mercado que refleja el coste marginal del suministro. Cualquier intervención que altere el precio que perciben los operadores da lugar necesariamente a distorsiones, y las distorsiones dan lugar necesariamente a ineficiencias, a un mayor coste de suministro y a transferencias de renta aleatorias (es decir, que no transfieren renta de consumidores con mayor capacidad adquisitiva hacia consumidores con menor capacidad adquisitiva).

5. Reformas pendientes en el mercado eléctrico

En la sección anterior se han comentado diversas propuestas de reforma que redundarían en un peor funcionamiento del mercado. Sin embargo, esto no significa que no haya reformas pendientes que resultarían en un funcionamiento más eficiente. Entre ellas, destacan: i) la reforma de la fiscalidad ambiental; ii) la financiación ortodoxa del RECORE; iii) la utilización de una metodología ortodoxa para fijar los cargos; iv) la introducción de mecanismos de capacidad, y v) la reforma del marco tarifario.

4 El cálculo de la subvención a Portugal se basa en el supuesto de que las exportaciones a dicho país se mantendrán, pero se producirán a un precio subvencionado. En el caso de Francia y Marruecos, el supuesto es que las exportaciones de incrementarán hasta alcanzar el límite de la capacidad de interconexión en sentido exportación.



i) La reforma fiscal medioambiental

Una de las principales reformas pendientes en el sector energético es la puesta en marcha de una fiscalidad verdaderamente ambiental. Aunque en la exposición de motivos de las leyes en las que se crean los actuales impuestos sobre la energía siempre se apela a argumentos ambientales, en realidad, ninguno de ellos exhibe las características propias de un tributo que tuviera como objetivo internalizar daños medioambientales.

Una reforma fiscal ambiental consiste en eliminar impuestos puramente recaudatorios para sustituirlos por impuestos ambientales. Los impuestos actuales que son puramente recaudatorios incluyen: (a) el Impuesto Especial al consumo de electricidad, pues se aplica el mismo tipo impositivo a la energía eléctrica producida con carbón o gas natural que a la producida con viento o sol, (b) el impuesto al valor de la producción de energía eléctrica, (c) el impuesto especial que grava el consumo de carbón para producir electricidad, (d) el impuesto especial que grava el consumo final de gas natural para usos no eléctricos y (e) los impuestos especiales que actualmente gravan los consumos de todos los productos derivados del petróleo: gasolinas, gasóleo, GLP, fuelóleo, etc.

El único impuesto no medioambiental que se debe mantener es el IVA. Como todo impuesto recaudatorio, causa distorsiones, pero el Estado tiene necesidades de recaudación que no se cubren únicamente con impuestos ambientales, y el IVA se encuentra entre los impuestos menos distorsionadores. El motivo es que se trata de un impuesto repercutible por las empresas, por lo que no distorsiona sus decisiones de producción. Para que tampoco distorsione las decisiones de consumo, el tipo del IVA debe ser el mismo en todas las fuentes de energía, de tal modo que no se alteren los precios relativos que perciben los consumidores finales cuando eligen, por ejemplo, entre una caldera de gas y una bomba de calor.

Los impuestos recaudatorios (exceptuado el IVA) deben ser sustituidos por impuestos que internalicen el daño de las emisiones de gases contaminantes o partículas sólidas a la atmósfera. Esto significa que: (a) los sujetos pasivos deben ser los generadores eléctricos y los suministradores o consumidores finales de energía no eléctrica;⁵ (b) la base imponible debe ser la energía producida (o consumida), medida en kWh, y multiplicada por la tasa de emisiones

5 Los consumidores de electricidad no determinan qué tecnología usan las instalaciones que producen la electricidad que consumen. Por ello el impuesto se debe aplicar sobre los generadores, que son quienes toman esa decisión. En el caso del resto de energías (gas, gasolina, diésel), los consumidores son los que deciden qué energía utilizar, por lo que, en principio, el impuesto se puede aplicar indistintamente sobre los consumidores o sus suministradores (que los repercutirán a los consumidores). Sin embargo, si el impuesto se aplica sobre los consumidores y distingue según las emisiones de la instalación, el impuesto se debe aplicar sobre los consumidores en función de la tasa de emisiones de su instalación.

estandarizada de la tecnología utilizada, medida en toneladas emitidas por kWh, y (c) el tipo impositivo, medido en /tonelada emitida, debe ser —en el caso del SO₂, NOx y partículas sólidas— el valor que refleje el daño ambiental⁶ y, en el caso del CO₂, el valor necesario para alcanzar los objetivos de descarbonización asumidos por el Reino de España para los próximos años.

Por supuesto, la obligación de tributar debe extenderse a todas las fuentes emisoras, sin que existan colectivos exentos como los actuales *sectores difusos* (transporte, calefacción y refrigeración). Ello sin perjuicio de que la reforma fiscal haga una consideración particular sobre la problemática específica de los consumidores vulnerables, para los que deben diseñarse mecanismos transitorios de adaptación que garanticen el éxito de la reforma. Entre dichos colectivos se han de incluir los transportistas profesionales de mercancías y pasajeros y los consumidores de gasóleo B (agricultores, ganaderos y pescadores); las industrias intensivas en consumo energético y sometidas a competencia internacional para evitar el efecto fuga de carbono (*carbon leakage*). En el caso de los consumidores domésticos de bajo nivel de renta, las ayudas se pueden canalizar a través del bono social.

ii) La financiación ortodoxa del RECORE

Los sobrecostes del RECORE (instalaciones de generación de electricidad con energía RENovable, COgeneración y RESiduos que tienen derecho a recibir una retribución regulada que complementa sus ingresos del mercado) se financian en la actualidad fundamentalmente mediante “cargos” en las facturas *eléctricas*. Sin embargo, los sobrecostes del RECORE tienen su origen en compromisos nacionales de desarrollo de instalaciones alimentadas por energías renovables y compromisos de ahorro energético con la UE, que se definen en la legislación en relación al *consumo de energía* (y no solo el consumo de electricidad).

Para que las decisiones de consumo de energía de los consumidores sean eficientes, todos ellos deben ser conscientes de que su consumo de energía conlleva esos sobrecostes. Esto implica que todo consumidor de energía (carbón, gas natural, electricidad o derivados del petróleo) debe contribuir a la financiación del RECORE en proporción al valor de su consumo de energía final.

Con la excepción de la cogeneración (que, por su alta eficiencia energética, se considera que contribuye a la consecución de los objetivos de ahorro energético), las actuaciones en ahorro energético que gestiona el Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDAE) ya se financian con cargo al

⁶ El valor puede obtenerse de fuentes solventes como la Comisión Europea, el FMI, etc.



Fondo Nacional de Eficiencia Energética, al que contribuyen todos los comercializadores de energía final en proporción a sus ventas. Por tanto, en lo que respecta al ahorro energético, solo queda extender la medida a la cogeneración.

Sin embargo, los consumidores eléctricos han asumido la financiación del 91% del sobrecoste de las energías renovables, a pesar de que solo representan el 26% de la demanda de energía. Esto significa que se está penalizando el consumo de electricidad y favoreciendo el consumo de combustibles fósiles, lo cual carece de todo sentido ya que obstaculiza la descarbonización de la economía. En contraste, los consumidores de derivados del petróleo representan el 56% de la demanda final de energía, pero solo financian el 5% de los sobrecostos de las renovables. Y, mientras que los consumidores de gas natural suponen el 18% la demanda final de energía, solo financian el 4% de dichos sobrecostos.

En la actualidad, las inversiones en tecnologías alimentadas por fuentes de energía renovable se están centrando en instalaciones eólicas y fotovoltaicas, que ya son rentables sin necesidad de subvenciones (es decir, el coste de las inversiones se puede recuperar simplemente con los ingresos que obtengan por la venta de electricidad en el mercado). Por tanto, las primas que pagamos en la actualidad se refieren únicamente a inversiones acometidas en el pasado (*costes hundidos*). En este caso, la forma eficiente de financiar estas primas es mediante los presupuestos públicos o, si ello no es posible, a través de un mecanismo que obligue a contribuir a todas las fuentes de energía final de una forma que no distorsione los precios relativos ni las decisiones de los consumidores cuando han de optar por una de ellas.

Dado que la electrificación de la economía es fundamental para alcanzar las *emisiones netas cero* de aquí al 2050, el Gobierno es consciente de los problemas que supone cargar los sobrecostos del RECORE casi exclusivamente sobre los consumidores de electricidad. Por ello, ha preparado un borrador de anteproyecto de ley de creación de un Fondo financiado a través de las ventas de todos los comercializadores de energía, el cual se encuentra en tramitación parlamentaria.

iii) La utilización de una metodología ortodoxa para fijar los cargos

Los denominados “cargos” son figuras parafiscales que el Gobierno utiliza para recaudar a través de las tarifas eléctricas los ingresos que necesita para financiar una serie de costes que, en realidad, no son costes asociados con el suministro, ya que el consumidor eléctrico no ocasiona esos costes cuando consume. Entre ellos se encuentran la retribución regulada, las primas al RECORE, el servicio de la deuda asociado al déficit de tarifa y los sobrecostos de la generación en los territorios no peninsulares.

En el caso del complemento retributivo regulado (también denominado “primas”) a las instalaciones del RECORE, ya se ha comentado que, dado que las inversiones en instalaciones solares fotovoltaicas y eólicas son ya rentables a los precios de mercado, los pagos que a día de hoy figuran en los *cargos* en concepto de primas se corresponden con inversiones que se hicieron en el pasado y son, por tanto, costes que no induce el consumidor actual y que no son imputables al suministro de hoy.

En el caso del servicio de la deuda asociado al déficit de tarifa eléctrica del pasado, se trata de un coste generado por la decisión política de imputar todos los costes de las primas a los consumidores eléctricos (en lugar de repartirlo entre todas las fuentes de energía) y, al mismo tiempo, no subir las tarifas eléctricas a lo largo del periodo 2008-2013 a los niveles necesarios para cubrir esos costes. El resultado fue un déficit acumulado que no es imputable al suministro de hoy.

Los sobrecostes de la generación en los territorios no peninsulares (Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla) se deben al hecho de que la generación en dichos subsistemas tiene un coste superior al precio de mercado en el sistema eléctrico peninsular. Para que sus ciudadanos paguen lo mismo que los peninsulares, el sobrecoste su la generación se socializa y se financia con cargo a las tarifas que pagan todos los consumidores. Pero ello significa que no se trata de un coste inducido por la inmensa mayoría de consumidores eléctricos.

Por tratarse en los tres casos de costes no relacionados con el suministro actual, la forma menos distorsionadora de financiar los cargos asociados con esos costes es hacerlo desde los presupuestos públicos (de hecho, en el caso de los sobrecostes de la generación no peninsular, el 50% de la cuantía anual ya se financia así).

Si estos cargos no se pueden financiar a través de los presupuestos públicos, la segunda opción menos distorsionadora consistiría en aplicarlos sobre todas las energías por igual, de forma que no se distorsionen sus precios relativos.

De no ser esto tampoco posible y si los cargos solo se pueden financiar a través de las tarifas eléctricas, deberían imputarse a los consumidores a través de un término de abono (en €/mes, independiente de la potencia contratada o de la electricidad consumida) similar al que existe ya en las tarifas de gas para los consumidores domésticos, ya que esto es lo que menos distorsionaría sus decisiones de consumo.

Pero, si se descarta el término de abono y hay que financiar los cargos a través de los términos de potencia y energía, el reparto debe hacerse entre todos los consumidores de electricidad utilizando la Regla de Ramsey⁷, que imputa los

7 Ramsey, F. P. (1927): “A Contribution to the Theory of Taxation”. *Economic Journal* 37, 47-61.



cargos principalmente a las demandas menos elásticas. Esto llevaría a imputar los cargos preferentemente a los consumidores conectados a menores niveles de tensión y fundamentalmente al término de potencia (por ser la demanda de potencia menos “elástica” que la demanda de energía).⁸

En contraste, en la actualidad los cargos no solamente se imputan fundamentalmente al término de energía (en lugar de al término de potencia o a un término de abono), sino que su perfil horario no guarda relación con el precio del mercado, de modo que desincentiva el consumo de energía incluso en horas en las cuales el precio del mercado es bajo y costaría poco suministrar esa demanda.

iv) La puesta en marcha de un mecanismo de pagos por capacidad

La demanda de electricidad varía de hora a hora, y en cada hora debe haber suficientes centrales de generación produciendo para atender esa demanda. Esto significa que, para evitar interrupciones en el suministro, debe haber centrales de generación disponibles para atender la demanda punta, aunque las perspectivas de funcionamiento de esas centrales sean muy bajas. A modo de ejemplo, si se desea que las interrupciones en el suministro ocurran menos de 1 año de cada 10, deberá haber centrales disponibles a pesar de que solamente funcionarán menos que *una vez cada diez años*.

Lógicamente, ningún generador estará dispuesto a mantener su central disponible, incurriendo en costes de mantenimiento y personal todos los días, si solamente va a funcionar una vez cada 10 años y, cuando lo haga, únicamente va a recibir un ingreso igual a su coste incremental de funcionamiento (ya que será la central con los costes incrementales más altos cuyo funcionamiento será necesario para atender la demanda y, por tanto, la que fijará el precio del mercado).

En ausencia de pagos por capacidad (ingresos que los generadores reciben aunque no funcionen), se producirán situaciones de falta de suministro más de la mitad de los años. En esas situaciones, el precio del mercado se incrementará hasta su límite máximo, que debería reflejar el valor de la energía para los consumidores (o, dicho de otro modo, lo que los consumidores estarían dispuestos a pagar por evitar que se les interrumpa el suministro). Dicho límite está actualmente fijado en 3.000 €/MWh, pero está previsto que se incremente hasta situarlo en 15.000 €/MWh (esto significa que, por ejemplo, un consumidor doméstico que está consumiendo 1 kW estaría dispuesto a pagar 2,5 euros para evitar una interrupción de 10 minutos en su suministro de electricidad).

⁸ La “elasticidad” de la demanda de un bien refleja en qué porcentaje se reduce la demanda de ese bien cuando el precio de ese bien se incrementa en un 1%. Generalmente se considera que el porcentaje en el cual se reduce la demanda de potencia ante un incremento de un 1% en su precio es menor que el porcentaje en el cual se reduce la demanda de electricidad ante un incremento de un 1% en su precio.

Existen serias dudas acerca de que el Gobierno aceptara una situación en la cual se produjeran situaciones recurrentes de falta de suministro eléctrico y precios en el entorno de 3.000 o 15.000 €/MWh. Actualmente, el problema se está resolviendo a base de no permitir el cierre de centrales cuya presencia sea necesaria para asegurar el suministro, aunque dichas centrales no sean rentables y los operadores pierdan dinero. Pero, como es evidente, prohibir el cierre de centrales que pierden dinero no es una solución viable para asegurar el suministro eléctrico en el medio o largo plazo, y desincentiva nuevas inversiones.

Por ello, para evitar estas situaciones, se debe adoptar algún mecanismo de remuneración de la capacidad, tales como los pagos por capacidad. Estos mecanismos proporcionan unos ingresos adicionales a los generadores a cambio de compromisos de disponibilidad, de modo que se asegure que siempre haya una capacidad de generación suficiente para atender la demanda de electricidad en todo momento.

v) *Reforma del marco tarifario*

Como se ha señalado al principio de estas líneas, la preocupación mediática por el precio horario del mercado eléctrico proviene del hecho de que las tarifas reguladas, a las que se encuentran acogidos más de un tercio de los hogares españoles y el 100% de los hogares vulnerables acogidos al bono social eléctrico, están indexadas a dicho precio horario. Y esta preocupación mediática por el precio horario del mercado eléctrico impulsa propuestas de rediseño del mercado que, como se ha visto, en realidad serían perjudiciales para los consumidores.

Por ello, es importante acometer una reforma del marco tarifario, para reducir la exposición al precio horario del mercado eléctrico y ofrecer una mejor protección a los consumidores vulnerables.

Una posible solución sería fijar el precio de la tarifa regulada en base a previsiones del precio del mercado al contado, por ejemplo, sacadas de los mercados a plazo, como se hace habitualmente en países de nuestro entorno. Sin embargo, esta solución no está exenta de problemas, ya que entonces sería también necesario proteger a los comercializadores ante el riesgo de que el precio del mercado al contado no coincidiera con el precio esperado, haciéndoles incurrir en pérdidas o proporcionándoles beneficios fruto de los errores de previsión.

Una solución sería que los comercializadores regulados contrataran su energía en los mercados a plazo, pero ello no resolvería el problema. ya que los comercializadores que tuvieran que ofrecer esa tarifa seguirían estando expuestos al riesgo de volumen. En efecto, el número de consumidores que los comercializadores regulados debe atender estará positivamente correlacionado con



el precio del mercado al contado, ya que cuando el precio del mercado al contado se incrementa se incrementa también el número de comercializadores del mercado libre que quiebran y cuyos consumidores son reasignados a las tarifas reguladas.

Por ello, la solución pasa por reformular la tarifa regulada no como una opción para el suministro habitual de los consumidores, sino como una solución transitoria y temporal (de último recurso) para los consumidores que, de forma temporal, se han quedado sin comercializador. Como ya se ha hecho en el caso de los consumidores con potencia contratada superior a 10 kW, la tarifa regulada debería incluir un recargo que induzca a los consumidores a contratar su suministro en el mercado libre. De este modo, los consumidores que deseen estar expuestos al precio del mercado al contado podrán contratar una tarifa dinámica, mientras que los que no quieran estar expuestos al precio del mercado al contado podrán contratar una tarifa de precio fijo.

Si esta decisión no se adopta y la tarifa regulada sigue siendo una tarifa para el suministro “habitual”, la forma de reducir el riesgo de volumen sería limitando el riesgo de que haya comercializadores que quiebren cuando el precio del mercado se incrementa. Esto implicaría imponer obligaciones de cobertura a los comercializadores, o aplicarles “*stress test*” para asegurar que no quebrarán si el precio del mercado se incrementa de forma inesperada (de forma similar al control de riesgos que lleva a cabo el Banco de España en el sistema bancario).

Con respecto a los consumidores vulnerables, no tiene sentido que se les obligue a suscribir una tarifa de precio variable (la tarifa regulada) para poder recibir ayudas. No parece razonable que el Gobierno obligue precisamente a los consumidores vulnerables, que son los que menor capacidad tienen para asumir variaciones en sus facturas, a estar expuestos al precio del mercado al contado. Por ello, es necesario modificar el actual bono social de forma que se permita a los consumidores vulnerables celebrar los contratos que deseen en el mercado libre, y ayudarles no con descuentos en sus facturas, sino por medio de ayudas directas, tal como ya se hace con el bono social térmico.

Tampoco tiene sentido que la ayuda esté limitada al consumo de electricidad, de tal modo que si un consumidor consume gas y electricidad o gasoil y electricidad recibe menos ayuda que uno que solamente consume electricidad, ya que no se aplican descuentos a la factura de gas o de gasoil de los consumidores vulnerables. Por ello, la ayuda directa que se dé a estos consumidores no debe estar condicionada a que los consumidores usen electricidad, sino que debe permitírseles que utilicen ese dinero para consumir cualquiera de las fuentes de energía que tengan en sus hogares.

6. Conclusiones

La liberalización de la generación eléctrica en la UE se inició a finales del decenio de 1990 con el objetivo de poner fin a un sistema planificado que daba lugar, sistemáticamente, a sobreinversiones que terminaban pagando los consumidores. El resultado de la liberalización en el mercado ibérico ha sido la convergencia en tecnologías de generación y en los precios del mercado mayorista con los de países de nuestro entorno.

En la actualidad, el mercado ibérico refleja un bajo nivel de concentración, lo cual asegura que no se puedan producir problemas de abuso de poder de mercado. Asimismo, el elevado porcentaje de horas del año en las que se produce una convergencia en precios con Francia significa que la Península ha dejado de ser una isla energética.

La alarma social en torno al precio de la electricidad en España se basa realmente en el elevado peso que tiene la fiscalidad en las facturas domésticas y en el hecho de que la tarifa regulada (que es la que se aplica obligatoriamente a los consumidores vulnerables) está referenciada al precio horario del mercado eléctrico.

Para evitar que los consumidores despilfarren la energía eléctrica, el precio en el mercado mayorista debe reflejar el valor de escasez de la misma (el que resulta del cruce entre las curvas de oferta y demanda). Por tanto, resulta ineficiente que el Gobierno intervenga el mercado y fije los precios en base a costes de producción.

Igualmente, carece de sentido modificar el diseño del mercado para que a cada central se le pague el precio que haya incluido en su oferta de venta en lugar de pagarle el precio que fija la central marginal, porque la forma en que las centrales ofertan depende del diseño del mercado.

La propuesta española de desacoplar el precio de la electricidad del precio del gas para las centrales inframarginales induce a un consumo de gas superior al óptimo, distorsiona la gestión de las interconexiones y ralentiza las inversiones en renovables (lo cual incrementa el precio de la electricidad en el medio y largo plazo).

Defender los intereses de los consumidores no consiste en implantar medidas populistas para reducir lo que se paga a los generadores, sino en asegurar que el mercado funciona de forma eficiente. Porque si el mercado funciona de forma eficiente se reducen los costes de suministro, de forma coherente con la maximización del bienestar social.



Para ello, las reformas regulatorias que se deberían abordar en el sector eléctrico son: la reforma fiscal medioambiental; la financiación ortodoxa de las primas a las instalaciones renovables, de cogeneración y residuos; la utilización de una metodología ortodoxa para fijar los “cargos”; la puesta en marcha de un mecanismo de pagos por capacidad, y la reforma del marco tarifario.



PUBLICACIONES





Colección CUADERNOS

DOCUMENTOS E INFORMES

CUADERNOS 1

España: ante una encrucijada crítica.
Empleo, responsabilidad y austeridad
Círculo Cívico de Opinión. Noviembre de 2011

CUADERNOS 2

Propuestas para fomentar el empleo juvenil
Círculo Cívico de Opinión. Febrero de 2012
INFORMES
Para un diagnóstico sobre la formación y el empleo de los jóvenes
L. Garrido Medina, UNED
El empleo juvenil en España: un problema estructural.
F. Felgueroso, Universidad de Oviedo.

CUADERNOS 3

Plan y liderazgo. Lo urgente y lo importante en la política
frente a la crisis
Círculo Cívico de Opinión. Marzo de 2012
INFORMES
Lo urgente y lo importante en la política económica hoy.
J.M. Serrano Sanz, Universidad de Zaragoza
Políticas para una recesión de balance.
M. Martín Rodríguez, Universidad de Granada
Economía española. Diagnóstico, situación y propuestas.
A. Torrero, Universidad de Alcalá
La política económica frente a los problemas urgentes e importantes
de la economía española actual.
A. Costas, Círculo de Economía

CUADERNOS 4

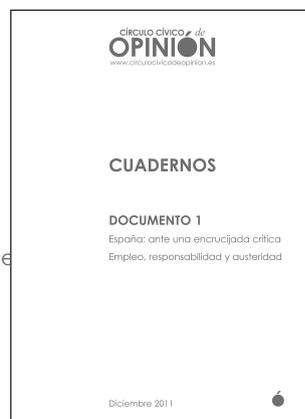
La refundición de los reguladores
Círculo Cívico de Opinión. Mayo de 2012
INFORMES
Sobre la estabilidad de la regulación. Fórmulas de equilibrio y frentes de riesgo.
J. Esteve Pardo, Universidad de Barcelona
Estabilidad regulatoria.
F.J. Villar, Universidad de Barcelona
Mínimos reguladores, mínima regulación, mínima restricción y mínima distorsión
a los mercados.
A. Betancor, Universidad Pompeu Fabra
La estabilidad de la regulación económica.
J. de la Cruz Ferrer, Universidad Complutense

CUADERNOS 5

Por una política presupuestaria más ambiciosa
Círculo Cívico de Opinión. Junio de 2012

CUADERNOS 6

Una democracia de calidad: valores cívicos frente a la crisis
Círculo Cívico de Opinión. Septiembre de 2012
INFORMES
La moral de la democracia.
V. Camps, Universidad Autónoma de Barcelona
Elogio de la obligación. No hay democracia posible sin cultura de la obligación.
A. Cortina, Universidad de Valencia
Raíces privadas de la ética pública.
J. Goma Lanzón, Fundación Juan March
Remedios para lo irremediable.
F. Savater, escritor



CUADERNOS 7

Desafección política y sociedad civil
Círculo Cívico de Opinión. Noviembre de 2012
INFORMES

Partidos políticos y sociedad civil:
análisis de un divorcio, propuestas de reconciliación.
J. Rupérez, Embajador de España
La presunta desafección democrática.
J. M. Ruiz Soroa, abogado
Wikicracia y antipolítica.
I. Camacho, periodista y escritor
Fallo de país.
A. Ortega, escritor y periodista
Preocupémonos de los procesos, no de los resultados.
J. I. Torreblanca, UNED

CUADERNOS 8

La investigación: una prioridad a prueba
Círculo Cívico de Opinión. Diciembre de 2012
INFORMES

Investigación, desarrollo e innovación en una España en crisis:
un breve informe de situación y algunas propuestas.
F. Cossío, UPV, Ikerbasque
La ciencia española entre dos leyes.
J. López Facal, CSIC

CUADERNOS 9

Medidas para la reactivación del sector inmobiliario
y la construcción
Círculo Cívico de Opinión. Mayo de 2013
INFORMES

La ciudad compacta, un recurso frente a la crisis.
L. Fernández-Galiano, Universidad Politécnica de Madrid
Territorio y ciudad, después de la crisis.
M. Martín Rodríguez, Universidad de Granada
El caso de Madrid: 1997-2012. Del urbanismo explosivo al inane.
Sacar lecciones de la crisis.
J. Gómez Mendoza, Universidad Autónoma de Madrid

CUADERNOS 10

Riesgos de pobreza, ingresos mínimos y servicios sociales
Círculo Cívico de Opinión. Noviembre/Diciembre de 2013
INFORMES

La garantía de unos ingresos mínimos para todos:
una reforma necesaria para mantener la cohesión social
y preservar el capital humano.
M. Laparra, Universidad Pública de Navarra
Problemas y dificultades de los servicios sociales públicos
y propuestas.
D. Casado, Seminario de Intervención y Políticas Sociales

CUADERNOS 11

El mercado hipotecario de viviendas en España:
una reconsideración
Círculo Cívico de Opinión. Noviembre de 2013
INFORMES

Informe sobre los desahucios.
M. Atienza, Universidad de Alicante
La crisis de la hipoteca.
M. Hernández-Gil Mancha, Registrador de la Propiedad
Hipoteca y sobreendeudamiento.
Breve nota sobre las recientes iniciativas legislativas.
E. Calmarza Cuenca, Registrador de la Propiedad y Mercantil



CUADERNOS 12

Por una reforma tributaria en profundidad
Círculo Cívico de Opinión. Febrero de 2014
INFORMES

Reforma tributaria.

E. Albi, Universidad Complutense de Madrid

Tres reflexiones sobre la reforma fiscal: fraude, desigualdad y descentralización.

J. López Laborda, Universidad de Zaragoza

Una evaluación del sistema fiscal español y las reformas necesarias.

I. Zubiri, Universidad de Zaragoza

CUADERNOS 13

La Formación Profesional ante el desempleo
Círculo Cívico de Opinión. Octubre de 2014
INFORMES

Situación actual de la Formación Profesional en España.

Apuntes para un breve diagnóstico y propuesta de una agenda prioritaria.

F. A. Blas, Universidad Complutense de Madrid

Apuntes sobre la Formación Profesional en España.

J. Carabaña, Universidad Complutense de Madrid

Se es de donde se hace el Bachillerato... o no se es:

sobre la minusvaloración de la Formación Profesional y sus consecuencias.

M. Fernández Enguita, Universidad Complutense de Madrid

La Formación Profesional en España desde la perspectiva del empleo.

F. J. Mato Díaz, Universidad de Oviedo

CUADERNOS 14

Empresas, función empresarial y legitimidad social de los empresarios
Círculo Cívico de Opinión. Noviembre de 2014
INFORMES

La legitimidad de empresas y empresarios en España: una perspectiva comparada.

E. Huerta Arribas, Universidad Pública de Navarra

V. Salas Fumás, Universidad de Zaragoza

Valoración del empresario y problemas y retos de las empresas en España.

J.R. Cuadrado Roura y A. García Tabuenca, Universidad de Alcalá

La función innovadora del empresario.

F. Becker Zuazua, Universidad Rey Juan Carlos

El empresario: función social y legitimación

A. Cuervo, CUNEF

El empresario en la sociedad actual. Clave del desarrollo societario y económico.

S. García Echevarría, Universidad de Alcalá

CUADERNOS 15

La reforma constitucional y Cataluña
Círculo Cívico de Opinión. Marzo de 2015
INFORME

La reforma constitucional y Cataluña

S. Muñoz Machado, Universidad Complutense

CUADERNOS 16

Recuperar para el empleo a los trabajadores menos cualificados
Círculo Cívico de Opinión. Abril de 2016
INFORME

Recuperar para el empleo a los trabajadores menos cualificados.

L. Garrido, UNED, R. Gutiérrez, Universidad de Oviedo

CUADERNOS 17

La transición energética y la Cumbre del Clima de París
Círculo Cívico de Opinión. Mayo de 2016
INFORME

La transición energética y la Cumbre del Clima de París

C. López, Universidad Autónoma de Madrid

CUADERNOS 18

El Brexit y los intereses económicos españoles
Círculo Cívico de Opinión. Junio de 2016
INFORME

Referéndum sobre la permanencia del Reino Unido

A. Mangas, Universidad Complutense de Madrid

CUADERNOS 19

Populismo: qué, por qué, para qué
Círculo Cívico de Opinión. Abril de 2017
INFORMES

¿Por qué el populismo?

F. Vallespín, Universidad Autónoma de Madrid
Radiografía del populismo

M. Martínez-Bascuñán, Universidad Autónoma de Madrid

CUADERNOS 20

Pobreza, crisis humanitarias y cooperación para el desarrollo
Círculo Cívico de Opinión. Septiembre de 2017
INFORMES

La cooperación para el desarrollo en un mundo desigual

J. A. Alonso, Universidad Complutense de Madrid

Conflictos humanitarios y crisis violentas: de la respuesta a la prevención

J. A. Núñez y F. Rey, Instituto de Estudios sobre Conflictos y Acción Humanitaria (IECAH)

CUADERNOS 21

Economía y populismos
Círculo Cívico de Opinión. Octubre de 2017
INFORMES

Crisis económica y populismos

J. M. Serrano, Universidad de Zaragoza

Desigualdad y populismos

E. Bandrés, Universidad de Zaragoza y Funcas

Globalización, Gran Recesión y populismo

G. de la Dehesa, CEPR de Londres

CUADERNOS 22

Sobre el discurso del odio
Círculo Cívico de Opinión. Noviembre de 2018
INFORMES

Desactivar el discurso del odio y potenciar la libertad de expresión:
un juego de suma positiva

A. Cortina, Universidad de Valencia

El discurso del odio: entre la trivialización y la hiperpenalización

M. Revenga, Universidad de Cádiz

CUADERNOS 23

Sobre la presidencia de Trump y las elecciones de noviembre
Círculo Cívico de Opinión. Diciembre de 2018
INFORMES

Sobre Trump y sus consecuencias

J. Rupérez

Las claves para entender las midterm elections de 2018

C. García, Real Instituto Elcano

CUADERNOS 24

Ante el envejecimiento demográfico
Círculo Cívico de Opinión. Febrero de 2019
INFORME

El envejecimiento de la población: datos y debates

E. Chulía

CUADERNOS 25

El bienestar complementario: la contribución de las empresas a la protección social
Círculo Cívico de Opinión. Abril de 2019

INFORME

Protección social y bienestar ocupacional

A.M. Guillén

R. Gutiérrez

CUADERNOS 26

Europa, 2019
Círculo Cívico de Opinión. Mayo de 2019
INFORMES

El cambiante contexto exterior de la Unión Europea

E. Lamo de Espinosa

Europa y sus enemigos

F. Vallespín

Escenarios y proyectos europeos ante las elecciones de 2019

J.M. de Areilza

Una Unión Europea renovada con proyección global

A. Mangas



CUADERNOS 27

El problema del control político de las televisiones públicas. Propuestas de reforma
Círculo Cívico de Opinión. Abril de 2020
INFORME
Hacia un modelo de regulación para garantizar la independencia de las televisiones
públicas en España
A. Boix, S. de la Sierra, E. Guichot, J.L. Manfredi

CUADERNOS 28

Fiscalidad internacional: competencia entre países y paraísos fiscales.
¿Un problema irresoluble?
Círculo Cívico de Opinión. Noviembre de 2020
INFORMES
Globalización, digitalización y tributación de las multinacionales
J. López Laborda, J. Onrubia
Retos para el Impuesto sobre Sociedades español en el nuevo contexto internacional
E. Sanz Gadea
"(...) y los ricos vamos ganando". La creciente competencia fiscal por la atracción de los millonarios
F. Rodrigo Sauco
Los paraísos fiscales. Diagnóstico y soluciones
J.M. Peláez Martos

CUADERNOS 29

Ante la nueva reforma de las pensiones
Círculo Cívico de Opinión. Marzo de 2021
INFORME
Nuevo Pacto de Toledo y... ¿vieja política de pensiones?
E. Chuliá

CUADERNOS 30

Las delegaciones catalanas en el exterior
Círculo Cívico de Opinión. Mayo de 2021
INFORME
Las delegaciones catalanas en el exterior
A. Mangas

CUADERNOS 31

Sobre la política exterior de España
Círculo Cívico de Opinión. Noviembre de 2021
INFORME
Sobre la política exterior de España
E. Lamo de Espinosa
J. Rupérez

CUADERNOS 32

Memoria histórica/Memoria democrática
Círculo Cívico de Opinión. Marzo 2022
INFORME
Una historia interminable: memoria, consenso y democracia
J.F. Fuentes

CUADERNOS 33

La situación de la función pública en España. La reforma postergada
Círculo Cívico de Opinión. Octubre 2022
INFORME
La situación de la función pública en España. La reforma postergada
M. Sánchez Morón

CUADERNOS 34

Meritocracia y cuestión territorial (En el centenario de España invertebrada)
Círculo Cívico de Opinión. Octubre 2022
INFORME
Meritocracia y cuestión territorial (En el centenario de España invertebrada)
J.F. Fuentes

CUADERNOS 35

Energía en transición
Círculo Cívico de Opinión. Noviembre 2022
INFORMES
El petróleo en la transición energética
A. Merino, R. García
El gas en la transición energética
M. Sicilia Salvadores
La energía nuclear en la transición energética
C. López
El mercado eléctrico: resultados y reformas pendientes
O. Arnedillo Blanco, J. Sanz Oliva

Colección POSICIONES

- 1. POR UN PACTO DE ESTADO**
Octubre de 2012
- 2. ECONOMÍA ESPAÑOLA: TAREAS PENDIENTES**
Noviembre de 2012
- 3. CORRUPCIÓN POLÍTICA**
Febrero de 2013
- 4. ECONOMÍA ESPAÑOLA: CORREGIR EL AJUSTE PARA INICIAR EL CRECIMIENTO**
Mayo de 2013
- 5. OCHO MIL MILLONES DE EUROS DE AHORRO: LA COMPLEJA REFORMA DE LA ADMINISTRACIÓN LOCAL**
Mayo de 2013
- 6. SUPERAR LA DESAFECCIÓN, RECUPERAR EL APOYO CIUDADANO**
Julio de 2013
- 7. POR UN COMPROMISO NACIONAL DE REGENERACIÓN DEMOCRÁTICA**
Octubre de 2013
- 8. CATALUÑA: A FAVOR DE LA CONCORDIA**
Enero de 2014
- 9. ECONOMÍA ESPAÑOLA: LAS EXIGENCIAS DE UN CRECIMIENTO VIGOROSO**
Febrero de 2014
- 10. ANTE LAS ELECCIONES EUROPEAS**
Abril de 2014
- 11. ESPAÑA, LA APUESTA POR LA RENOVACIÓN**
Octubre de 2014
- 12. ECONOMÍA ESPAÑOLA: EL REALISMO OBLIGADO. LA HORA DE LA POLÍTICA**
Enero de 2015
- 13. POR UNA CULTURA DE PACTO Y COOPERACIÓN POLÍTICA**
Mayo de 2015
- 14. ESPAÑA ANTE EL 27-S**
Septiembre de 2015
- 15. NUEVA LEGISLATURA, NUEVO CICLO POLÍTICO: POR LA REFORMA Y EL PACTO**
Noviembre de 2015
- 16. EL VALOR ECONÓMICO DE LA UNIDAD: CATALUÑA EN ESPAÑA**
Diciembre de 2015
- 17. A FAVOR DE LA POLÍTICA: UN BUEN GOBIERNO ¡YA!**
Febrero de 2016
- 18. EUROPA ANTE LA CRISIS DE ASILO Y REFUGIO: UN LLAMAMIENTO A LA RESPONSABILIDAD SOLIDARIA**
Marzo de 2016
- 19. HACIA LOS ESTADOS UNIDOS DE EUROPA**
Mayo de 2016
- 20. ANTE EL 26J**
Junio de 2016
- 21. ELECCIONES PRESIDENCIALES USA, 2016: ENTRE EL VÉRTIGO Y LA RESIGNACIÓN**
Septiembre de 2016
- 22. RECUPERAR LA CONFIANZA: POLÍTICA DE RESPONSABILIDAD SOCIAL DE LAS ENTIDADES BANCARIAS**
Febrero de 2017



- 23. PACTO POR LA EDUCACIÓN PARA ESPAÑA**
Marzo de 2017
- 24. ESPAÑA Y LAS OTRAS MONARQUÍAS PARLAMENTARIAS DEL SIGLO XXI**
Noviembre de 2017
- 25. PREPARARSE PARA EL PRESENTE: DIGITALIZACIÓN Y EMPLEO**
Febrero de 2018
- 26. ¿FINAL DE CICLO EN LA ECONOMÍA ESPAÑOLA? EL PAPEL DE LA POLÍTICA ECONÓMICA, HOY**
Noviembre de 2018
- 27. POR UN GOBIERNO COHERENTE Y ESTABLE: NEGOCIAR Y PACTAR, PACTAR Y NEGOCIAR**
Junio de 2019
- 28. ESPAÑA: RETOS ECONÓMICOS DE LA NUEVA LEGISLATURA**
Julio de 2019
- 29. LA INVESTIGACIÓN EN ESPAÑA: EMERGENCIA INAPLAZABLE**
Octubre de 2019
- 30. SALIR DEL BLOQUEO DESPUÉS DEL 10 N. LA GRAN RESPONSABILIDAD DE LOS POLÍTICOS**
Diciembre de 2019
- 31. COVID-19, ESPAÑA-20**
Abril de 2020
- 32. COVID-19: EL RETO CIENTÍFICO**
Mayo de 2020
- 33. PODERES DE NECESIDAD Y CONSTITUCIÓN**
Mayo de 2020
- 34. COVID-19: LA POLÍTICA ECONÓMICA. CONFIANZA PARA SOSTENER, RECUPERAR Y TRANSFORMAR**
Junio de 2020
- 35. COVID-19: LECCIONES DE LA HISTORIA**
Junio de 2020
- 36. COVID-19: CIUDAD Y URBANISMO**
Julio de 2020
- 37. SI NO ES AHORA, ¿CUÁNDO? COVID-19. UNA RESPONSABILIDAD POLÍTICA INELUDIBLE**
Julio de 2020
- 38. MÁS NIÑOS Y MÁS FAMILIAS**
Septiembre de 2020
- 39. ALERTA CÍVICA: RECTIFICAR EL RUMBO DE LA DEMOCRACIA ESPAÑOLA**
Octubre de 2020
- 40. ESPAÑA EN ESTADO DE ALARMA: PROBLEMAS Y PROPUESTAS**
Febrero de 2021
- 41. ENTRE LAS VACUNAS Y LOS FONDOS EUROPEOS. EL TIEMPO APREMIA**
Abril de 2021
- 42. LOS JÓVENES Y LA BRECHA GENERACIONAL: EL PROBLEMA ES EL EMPLEO**
Octubre de 2021



SOCIOS

Miguel Aguiló
Ingeniero de Caminos

Yolanda Barcina
Catedrática de Nutrición y Bromatología

Fernando Becker
Catedrático de Economía Aplicada

Victoria Camps
Catedrática de Filosofía Moral y Política

Jordi Canal
Historiador

Francesc de Carreras
Catedrático de Derecho Constitucional

Elisa Chuliá
Profesora de Sociología

Adela Cortina
Catedrática de Ética y Filosofía Política

Álvaro Delgado-Gal
Escritor

Luis Fernández-Galiano
Arquitecto

Juan Francisco Fuentes
Catedrático de Historia Contemporánea

José Luis García Delgado
Catedrático de Economía Aplicada

José Gasset Loring
Economista

Josefina Gómez Mendoza
Catedrática de Geografía

Carmen González Enríquez
Catedrática de Ciencia Política

Fernando González Urbaneja
Periodista

José Luis González-Besada Valdés
Director de Comunicación y Relaciones
Institucionales de El Corte Inglés, S.A.

Olga Grau Laborda
Directora de Comunicación con grupos de interés
Banco Santander

Rodolfo Gutiérrez
Catedrático de Sociología

Julio Iglesias de Ussel
Catedrático de Sociología
Fundación Juan-Miguel Villar Mir

Juan Carlos Jiménez
Profesor de Economía Aplicada

Emilio Lamo de Espinosa
Catedrático de Sociología

Antonio Llardén
Presidente de Enagás

Cayetano López
Catedrático de Física Teórica

Juan-José López Burniol
Notario

Julio López Laborda
Catedrático de Economía Pública

Sergi Loughney
Director de Relaciones Institucionales
Grupo Fundación “La Caixa”

Óscar Loureda
Catedrático de Traducción, Lengua Española
y Lingüística General

Alfonso Maldonado
Catedrático de Ingeniería Geológica

Araceli Mangas Martín
Catedrática de Derecho Internacional Público
y Relaciones Internacionales

Antonio Merino
Director de Estudios y Análisis del Entorno
Repsol YPF

Jaime Montalvo Correa
Vicepresidente Mutua Madrileña

Juan Mulet Meliá
Ingeniero de Telecomunicación

Santiago Muñoz Machado
Catedrático de Derecho Administrativo

Elisa de la Nuez
Abogada del Estado. Secretaria General de la
Fundación Hay Derecho

Luis Oro
Catedrático de Química Inorgánica

Félix Ovejero
Profesor de Filosofía y Metodología
de las Ciencias Sociales

Benigno Pendás
Catedrático de Ciencia Política

José Manuel Rodríguez
Responsable de Relaciones Institucionales
Gabinete de Presidencia, Iberdrola

Javier Rupérez
Embajador de España

Eva Sáenz
Profesora de Derecho Constitucional

José Manuel Sánchez Ron
Catedrático de Historia de la Ciencia

José María Serrano Sanz
Catedrático de Economía Aplicada

Alberto J. Schuhmacher
Investigador en Oncología Molecular

Ángel Simón Grimaldos
Presidente Ejecutivo de Agbar

José Juan Toharía
Catedrático de Sociología

Fernando Vallespín
Catedrático de Ciencia Política

José Antonio Zarzalejos
Periodista

RAZÓN DE SER

Consolidada la democracia en el marco de un intenso proceso de modernización durante las últimas décadas, España ha de afrontar, en la Europa del siglo XXI, nuevos retos, con dificultades para encontrar un nuevo proyecto nacional aglutinador —como lo fue el de la transición—, por encima de los intereses partidistas de las prácticas que arraigan en otros particularismos.

No es sorprendente que, en este contexto, y pocos años después de haber dado por definitivamente resueltos los problemas que atezaron a regeneracionistas o noventayochistas, broten aquí y allá proyectos de “regeneración” y que incluso se hable de la necesidad de una “segunda transición”: para unos el modo de superar la primera, para otros el modo de hacerla finalmente efectiva. Ese ímpetu regenerador pone de manifiesto, en todo caso, que España no ha perdido el pulso y que la sociedad civil se inquieta ante el presente, buscando alternativas que nos devuelvan a una senda que se corresponda con un más activo papel internacional y sirvan para generar un nuevo proyecto nacional.

El Círculo Cívico de Opinión responde a ese clima ciudadano. Constituido en 2011 como foro de la sociedad civil, abierto, plural e independiente, alejado de los partidos pero no neutro (y menos neutral), su objetivo es ofrecer un vehículo para que grupos de expertos puedan identificar, analizar y discutir los principales problemas y dilemas de la sociedad española, pero con la finalidad de que esos debates, conclusiones y sugerencias puedan trasladarse a la opinión pública.

Para conseguirlo, el Círculo generará propuestas y sugerencias concretas, que serán sometidas al escrutinio de la opinión pública a través de los medios de comunicación, para que su voz pueda ser escuchada y se proyecte hacia afuera. El Círculo parte del convencimiento de que no es bueno que los partidos monopolicen el espacio de la política; esta debe estar abierta también a otros actores. Foros como el Círculo pueden contribuir a ello.

El Círculo Cívico toma la forma jurídica más simple, la de una asociación, y pretende trabajar con el mínimo posible de financiación y el mínimo posible de burocracia. Fundado por un grupo de ciudadanos preocupados por la marcha de la cosa pública, invita a todos los que puedan estar interesados a sumarse a su esfuerzo, contribuyendo tanto con apoyo económico como —lo que es más importante— con su talento y conocimiento.

