

Ahorro y eficiencia para proteger la competitividad

La importancia del control del consumo energético en un entorno volátil de los mercados internacionales actuales y futuros

Miguel Rodríguez

Grupo de investigación GEN de la Universidad de Vigo.
Centro de investigación interuniversitario ECOBAS

Para entender cómo se van a comportar los mercados energéticos en el futuro, debemos conocer primero lo que ha sucedido en los mercados internacionales de materias primas durante las últimas décadas. Mercados que han vivido tiempos convulsos desde el inicio de siglo, una situación que probablemente no va cambiar sustancialmente.

El punto de partida podemos situarlo en los importantes cambios institucionales producidos desde los Años 80, basados en una fuerte apuesta por la liberalización económica, tanto en el ámbito interno de los Estados como en el ámbito internacional (fuerte desregulación y liberalización de los mercados internacionales de capital, y también del comercio de bienes y servicios). Lo anterior, junto con el desarrollo tecnológico en el ámbito de las TICs y del transporte de mercancías (por ejemplo, a través de grandes ahorros logísticos gracias a la universalización del transporte mediante contenedores), ha impulsado un mundo más globalizado lleno de oportunidades y amenazas para las actividades económicas.

La reacción ha sido un fuerte proceso de deslocalización de actividades productivas, particularmente de aquellas más intensivas en el uso de mano de obra poco cualificada, para aprovechar los bajos costes laborales que ofrecen los países en vías de desarrollo. De esta manera, las empresas internacionalizan sus actividades productivas, habitualmente mediante la subcontratación de partes del proceso productivo en otros países. Nacen así las cadenas de valor mundial y el comercio internacional de tareas. Por ejemplo, la mayoría de las factorías que participan en la fabricación de productos Apple se encuentran localizadas en Asia; la mitad de ellas en China aproximadamente.

El desarrollo económico mundial depende cada vez más de China, que se ha convertido en la fábrica del mundo, o también conocida como la 'Fábrica Asia', constituyéndose-

se en el gran centro manufacturero y logístico del mundo gracias a su entrada en la Organización Mundial del Comercio (OMC) en el año 2001. Como consecuencia, China ha disfrutado de tasas sostenidas de crecimiento económico del 10 % anual durante la primera década del siglo. Ello ha tenido un enorme impacto sobre los mercados internacionales de materias primas. Una tasa de crecimiento del 10 % anual significa que la economía China ha doblado su tamaño económico en menos de 10 años. Dicho de otro modo, el 20 % de la población mundial aproximadamente (1 400 millones de chinos) ha doblado su capacidad para financiar el consumo de todo tipo de productos. Tampoco debemos despreciar el fuerte impulso al consumo de productos en los países desarrollados gracias al abarata-

Las empresas vinculadas al petróleo intentan adaptarse al objetivo de una Europa descarbonizada

miento de los productos importados masivamente (por ejemplo, el fuerte incremento en el consumo de textil de bajo coste o el fenómeno *fastfashion*).

El resultado ha sido una creciente competencia por los recursos naturales (fuerte incremento en la demanda), y como consecuencia un fuerte incremento de sus precios en los



mercados internacionales (productos minerales energéticos y no energéticos, biomasa para alimentación u otros usos). La inflación ha sido de tal calibre que tan sólo entre el año 2000 y el 2008 los precios se han doblado, en el más conservador de los casos, produciéndose situaciones de precios que se triplicaron o cuadruplicaron para muchas materias primas durante un periodo de tan sólo 8 años.

Inflación de los recursos naturales y energéticos

Debemos estar preparados para un futuro inflacionario en los precios de los recursos naturales y energéticos. En la actualidad, India está experimentando tasas de crecimiento próximas al 8 %, emulando el desarrollo Chino de hace ya una década, lo que no hará más que alimentar en el futuro próximo la senda inflacionaria de los precios internacionales de los recursos (1 400 millones de indios). Frente a esta situación, empresas, consumidores y administraciones públicas deben apostar por el ahorro y la eficiencia para ser más resilientes y proteger nuestra competitividad económica, como explicamos a continuación.

Los precios de los recursos naturales seguirán creciendo en el futuro, pues para atender una demanda mundial creciente será necesario poner en explotación fuentes de recursos menos eficientes. Por ejemplo, poniendo en producción tierras cultivables cada vez menos productivas, explotando yacimientos mineros menos eficientes (necesidad de incrementar las toneladas de tierra manejadas para obtener una

tonelada del recurso mineral objetivo), o utilizando nuevas tecnologías menos eficientes y más costosas.

Un buen ejemplo de todo ello han sido los cambios experimentados en los combustibles fósiles, particularmente de los hidrocarburos. Para atender la creciente demanda de petróleo y gas natural (la producción mundial de petróleo se ha incrementado un 20 % entre los años 2000 y 2019) se han desarrollado nuevos yacimientos, como la explotación minera de arenas bituminosas en Canadá, o la fractura hidráulica en Estados Unidos (más conocido por *fracking*), también denominadas como tecnologías “no convencionales”. A los ojos de un inexperto, las primeras se parecen mucho a una mina de carbón, cuyo material debe ser transportado a una instalación petroquímica donde la combinación de agua a altas temperaturas y presión, además de productos químicos, permiten separar los hidrocarburos de las ‘arenas’ transportadas desde la mina. Sin duda alguna, esto resulta mucho más costoso que la producción de petróleo en la Península Arábiga, donde la producción consiste en instalar un tubo por el que sale petróleo líquido listo para ser procesado.

El resultado neto es que no obtenemos beneficio asociado al tope al gas para la producción eléctrica



Una alternativa es la instalación eólica pero el marco regulatorio puede demorar años su puesta en funcionamiento



En el mercado eléctrico, las contaminantes centrales de ciclo combinado de gas aún no son reemplazadas por sistemas eficientes y baratos

EE.UU. desarrolla nuevos yacimientos de hidrocarburos con tecnologías como la fractura hidráulica (fracking)

Por tanto, podemos pensar en un futuro en el que continuemos observado precios elevados de las diferentes materias primas en los mercados internacionales. Por supuesto, se producirán altibajos en determinados momentos, motivados por circunstancias particulares. Incluso en la situación actual de guerra en Ucrania, el precio del petróleo podría calificarse de relativamente barato —alrededor de los 80\$ a finales de noviembre de 2022—, estimulado sin duda por la contracción económica (elevada inflación que contrae el consumo) y los confinamientos que aún persisten en China y reducen su demanda.

Además del impacto inflacionario del fuerte crecimiento económico en determinadas regiones del mundo, existen otros elementos igualmente inflacionarios a medio y largo plazo de los productos energéticos. Algunos de ellos tienen carácter económico, pero otros son claramente institucionales.

Por ejemplo, las empresas vinculadas a la extracción y refinado de petróleo están intentando cambiar su modelo de negocio para adaptarse al objetivo de una Europa descarbonizada (objetivo que se extenderá sin duda a otras regiones del mundo). Para limitar sus riesgos económicos ante este nuevo escenario, reducen sus inversiones en la industria del petróleo. La menor inversión en un recurso energético fósil con ‘fecha de caducidad’ podría limitar en el futuro la oferta, lo cual puede tener un efecto inflacionario, dependiendo de cual sea el ritmo de crecimiento de la demanda.

En este mismo sentido, además de los elementos puramente tecnológicos y de la demanda energética apuntados anteriormente, también se ha producido un fuerte incremento en los precios de los permisos de CO₂ fijados por el Sistema Europeo de Comercio de

El mercado mayorista está muy regulado la competencia muy limitada en el corto plazo

Emisiones (SECE, o EUETS en terminología anglosajona). Un sistema que permite limitar las emisiones europeas de CO₂ obligando a las empresas de cierto tamaño a disponer de derechos que pueden ser intercambiados en mercados. Los derechos necesarios para realizar emisiones por parte de las instalaciones reguladas por el SECE, como por ejemplo las centrales de ciclo combinado de gas natural para producir electricidad, han incrementado su precio desde los 8€ a inicios del año 2018 a casi 80€ en noviembre de 2022. Este incremento de los precios de los permisos se traslada directamente al precio de la electricidad ofrecida por estas centrales. Y no cabe esperar grandes reducciones en sus precios en el medio y largo plazo, sino todo lo contrario, pues el objetivo de descarbonización europeo en el horizonte del 2050 debería incrementar y no reducir sus precios en el futuro.

Y por último, la peculiar forma de determinación de los precios en el mercado mayorista de electricidad. Una cuestión que explicaremos en más detalle a continuación.

El precio mayorista de la electricidad

Recordemos en primer lugar que el precio de electricidad en el mercado minorista (para todos los hogares y la mayoría

de las empresas) esta sujeto a las ofertas realizadas por las empresas distribuidoras de electricidad, o a la tarifa regulada por el Gobierno de España (tarifa de último recurso). Normalmente están indexadas al precio mayorista, pero existen multitud de ofertas (como por ejemplo, de precio estable para todas las horas del día durante todo el año).

Por el contrario, las empresas distribuidoras de electricidad, así como los grandes consumidores (grandes empresas), acuden al mercado mayorista de electricidad (también conocido como *el pool eléctrico*) para comprársela directamente a las empresas productoras de electricidad (las distribuidoras representan la demanda en el *pool*). Las empresas productoras o generadoras acuden con sus diferentes instalaciones (nuclear, hidroeléctrica, ciclos combinados de gas natural, eólica, fotovoltaica, etc.) ofertando electricidad al *pool* eléctrico.

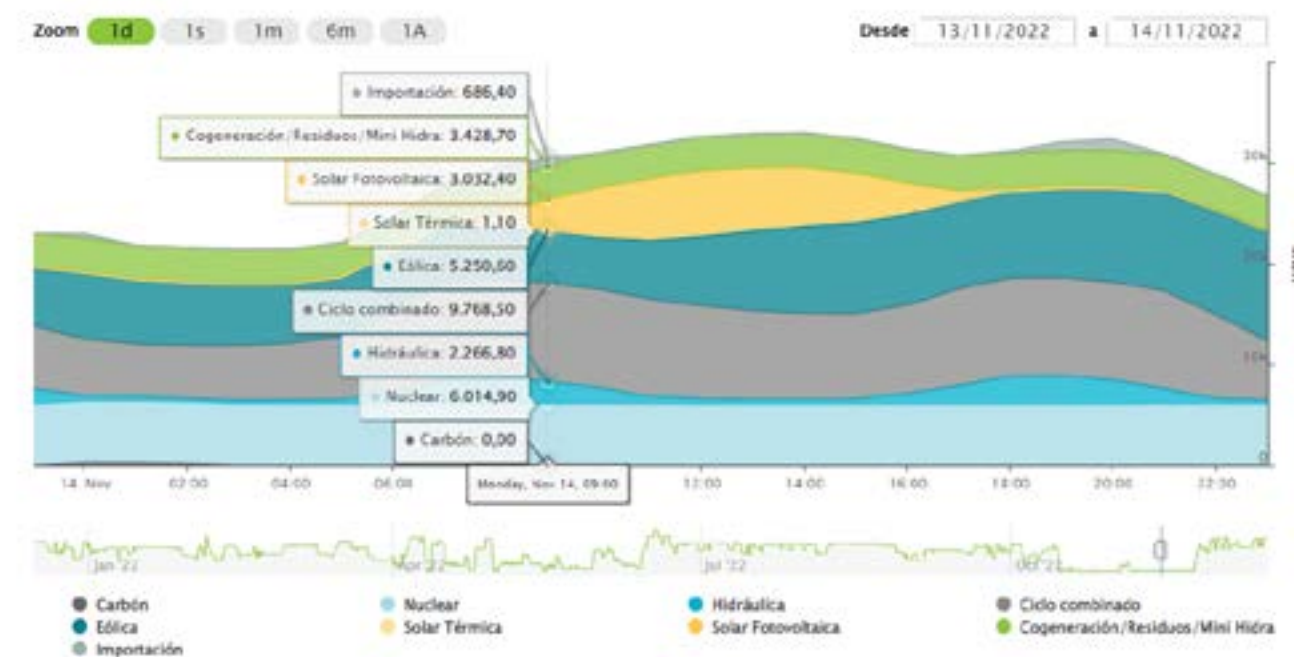
En la actualidad, el precio mayorista de electricidad es fijado mediante un sistema de subasta regulado por una normativa europea, y gestionado en la península ibérica por OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía). Su objetivo es seleccionar las ofertas más baratas para cubrir la demanda para cada hora de cada día. Es decir, las instalaciones realizan pujas de cuanta energía están dispuesta a ofrecer y a qué precio, y OMIE las ordena de más baratas a más caras. La última oferta seleccionada será aquella con la que se pueda completar toda la energía demandada para cada hora de cada día. Es lo que se denomina la “casación” entre la oferta y la demanda eléctrica.

¿Cómo son las pujas realizada por los oferentes? Las instalaciones eólicas y fotovoltaicas usan el viento o el sol como “combustible” y por tanto es gratuito, por lo que su objetivo es vender toda la energía producida de acuerdo con las previ-

siones de viento y radiación solar. Por tanto, habitualmente ofertan a precio cero para asegurarse que serán seleccionadas en el *mix* de producción del *pool*, de acuerdo con el sistema de subasta. De igual manera, las centrales nucleares no se paran salvo por motivos técnicos (paradas de seguridad, revisiones, recarga de combustible), y por tanto también suele hacer ofertas a precio cero.

¿Cómo se determina entonces el precio mayorista en el *pool*? Son las centrales que consumen combustibles no renovables (antes carbón, ahora sólo gas natural) las que son seleccionadas en último lugar por OMIE para la casación entre la oferta y la demanda en el mercado mayorista, y de este modo determina el precio del *pool*. Pues sus pujas están vinculadas al precio de los combustibles más el precio de los derechos de emisión de CO₂ necesarios (por sus emisiones asociadas a la quema de combustible).

En definitiva, la oferta más cara en casar oferta y demanda mayorista determinará el precio que cobrarán todas las instalaciones seleccionadas por OMIE a través del sistema de subasta. Y éste será el procedimiento para cada hora de cada día de un año. Y este precio, que han de pagar las distribuidoras de electricidad en el *pool* (donde compran la electricidad) será trasladada en algún momento a los precios que les cobran a sus clientes. Dicho de otro modo, las ventas y compras de electricidad no se determinan a un precio igual a los costes de producción (más un beneficio empresarial razonable) en la mayoría de los casos, salvo para las instalaciones de ciclo combinado de gas natural (las que con sus ofertas determinan el precio del *pool*). Es lo que se denomina el método “marginalista” en la determinación de precios, pues la última oferta “marginal” es la que fija el precio de casación entre oferta y demanda mayorista en el *pool*.



¿Es eficaz el tope al gas en el mercado eléctrico?

Atendiendo a las particularidades antes mencionadas del funcionamiento del mercado eléctrico en España, se ha debatido mucho sobre la utilidad del mecanismo ibérico para introducir un tope al precio del gas consumido en la producción eléctrica. En la presentación del primer balance mensual del Plan +SE realizado por la ministra Teresa Ribera, se ha afirmado que el precio de la electricidad se redujo un 57 % en el mercado mayorista desde agosto hasta noviembre de 2022. Si bien no toda esta reducción ha sido trasladada completamente a la factura de los consumidores, pues debemos compensar a las empresas distribuidoras de gas natural por el tope en los precios cobrados a los generadores eléctricos, compensación que aparece reflejado y cobrado en las facturas eléctricas de los consumidores finales, como todos hemos podido comprobar.

Por tanto, cualquiera podría concluir que el resultado neto es que no hemos disfrutado de ningún beneficio en nuestras facturas asociado al tope al gas para la producción eléctrica: lo comido por lo servido. Pero lo cierto es que todo lo contrario. Porque el verdadero ahorro no se produce rebajando el precio de la electricidad producida con gas natural. El verdadero objetivo es reducir el precio de la producción hidroeléctrica. Vamos a intentar que el lector salga de su asombro.

A pesar de los razonamientos presentados en párrafos anteriores, no es la producción con gas natural (la de mayor coste de producción) la tecnología marginal que permi-

te la casación entre oferta y demanda durante muchas horas del día en las cuales la eólica y fotovoltaica son incapaces de satisfacer toda la demanda del *pool* eléctrico (si fuera así, el precio del *pool* podría ser cero, como ya sucedió en alguna ocasión en el pasado). Es la producción hidroeléctrica la que actúa en más ocasiones que el gas natural como la tecnología marginal para la casación de oferta y demanda. ¿Cómo es posible que esto suceda si su combustible es gratuito?, ¿el sistema de subasta garantiza ordenar las tecnologías de más baratas a más caras para luego seleccionar el *mix* más barato?

La explicación es que la producción hidroeléctrica es una tecnología tremendamente flexible, que puede adaptarse casi instantáneamente a cambios en la oferta y demanda, siendo la mejor tecnología para cerrar y equilibrar el sistema, pues



China, la ‘Fábrica Asia’, es la gran factoría del mundo y el gran centro logístico

una central de gas natural no puede encenderse y apagarse en intervalos de una hora. Esto se puede apreciar en la figura a continuación, en la que se observa cómo la hidráulica entra o sale del mercado en función de la producción fotovoltaica. ¿Y cuál es su oferta marginal en la subasta gestionada por OMIE? Debería ser casi cero, pues su combustible (el agua embalsada) es aparentemente gratuito. En lugar de esto, realizan sus pujas u ofertas atendiendo al concepto de coste de oportunidad (en términos económicos). Si una hidroeléctrica no es la tecnología marginal, lo será un ciclo combinado de gas natural, con un precio del combustible elevado. Pues ese aproximadamente va a ser el valor de la puja de una central hidroeléctrica. Dicho de otro modo, su puja será por precio máximo posible que pueda obtener en la subasta.

Ahora sí estamos en condiciones de entender por qué razón el tope al precio del gas natural para la producción de electricidad tendrá como principal destinatario reducir el precio ofertado por las centrales hidroeléctricas. Estimar el ahorro en las facturas eléctricas puede ser laborioso, pues intervie-

nen muchos factores, lo que dificulta la comparación entre diferentes días del año, antes y después de la entrada en vigor de la norma: cambios en el precio internacional de gas, cambios en la disponibilidad de agua en los embalses, cambios en la disponibilidad de viento para los eólicos. Lo que si podemos comparar es la posición relativa de España comparada con otros países europeos en relación al precio mayorista o *pool* eléctrico. El cambio es importante. Por ejemplo, si a las 13 h. del 13 de junio de 2022 el precio de la electricidad en España era similar al de otros países europeos y el doble del país más barato (204€/MWh frente), a las 13 h. del 14 de noviembre de 2022 el precio de la electricidad en la mayoría de los países europeos era de nuevo cercano a los 200€/MWh cuando en España era de 119€/MWh).

Reforma del mercado mayorista

¿Es necesario cambiar la forma de determinar el precio mayorista de la electricidad? A tenor de todo lo acontecido desde el inicio de la espiral inflacionaria de los precios eléctricos desde el verano de 2021 (mucho antes de la guerra en Ucrania), se ha abierto un debate sobre la conveniencia de reformar el mercado mayorista de electricidad en Europa. No es este el lugar apropiado para una discusión en profundidad sobre esta cuestión, de tal alcance que merece que le dediquemos un trabajo sólo para abordar esta cuestión. Pero sí podemos hacer algunos apuntes indicativos.

En un futuro mercado descarbonizado no será posible que el precio de la electricidad sea cero para casi todas las horas



Se afirma que el mercado mayorista de electricidad o *pool* es un mercado competitivo, y por tanto es la forma más eficiente de determinar la oferta y la demanda de electricidad y su precio, de acuerdo con el argumentario de la teoría económica empleada en las facultades de economía. Quienes defienden esta postura no están en lo cierto. El mercado mayorista no es un mercado competitivo sino por el contrario un mercado muy regulado con competencia muy limitada en el corto plazo, que es lo verdaderamente importante para lo que nos ocupa.

Para que un mercado sea verdaderamente competitivo, además de existir muchas empresas participantes, éstas deben poder entrar y salir del mercado de acuerdo con sus costes de producción: las empresas con mayores costes y menos competitivas deberían ser expulsadas del mercado dando entrada a empresas y tecnologías más competitivas. Pero esto no ocurre en el mercado eléctrico, en el que las centrales de ciclo combinado de gas permanecen y no son substituidas por empresas más eficientes y baratas (eólicas y fotovoltaicas). Por ejemplo, una instalación eólica no se puede realizar de un año para otro, y además el marco regulatorio puede demorar su puesta en funcionamiento durante años (en Galicia, por ejemplo, se habla de demoras de hasta 10 años). Además, las condiciones climáticas determinan que una central eólica o fotovoltaica puede producir electricidad o no, para lo cual puede ser necesario disponer de una central de ciclo combinado con gas natural.

Frente a esta falta de competencia, sería necesario que los elevados precios del *pool* producidos por situaciones anómalas como la actual pudieran ser regulados por un mercado mayorista bajo diferentes reglas. Recuérdese que en un mercado verdaderamente competitivo no deberían producirse los beneficios sumamente extraordinarios que están a disfrutar actualmente muchas instalaciones eléctricas y que podrán prolongarse durante años de manera completamente anómala (en función de la evolución del precio del gas natural).

Consumidores y administraciones públicas deben apostar por el ahorro y la eficiencia para proteger nuestra competitividad económica

Además, las reglas actuales no son sostenibles a largo plazo, pues en un futuro mercado descarbonizado no será posible que el precio de la electricidad sea cero para casi todas horas de casi todos los días del año, pues ese es el precio del combustible consumido en las centrales eólicas y fotovoltaicas, quienes representarán casi toda la producción eléctrica (acompañadas por sistemas de almacenaje). Algunas propuestas que han circulado por Europa durante los últimos meses de 2022 proponen diferenciar la remuneración recibida por instalaciones cuyo coste de referencia principal es el precio del combustible fósil que consumen, del resto de tecnologías (renovables más nuclear y sistemas de almacenaje) cuyo coste de referencia principal es financiero (asociado al capital invertido), siendo el precio mayorista de la electricidad o *pool* una combinación de ambas.

Conclusiones

Hemos asistido desde el año 2000 a un fuerte proceso inflacionario en los mercados internacionales de materias primas. Y es previsible que dicha situación se mantenga a medio y largo plazo, tanto para recursos energéticos como no energéticos. Ello ha contribuido especialmente la regulación del mercado eléctrico europeo, y que podría ser atenuado mediante su reforma en un futuro próximo. Frente a esta situación, empresas, consumidores y administraciones públicas deben apostar por el ahorro y la eficiencia para ser más resilientes y proteger nuestra competitividad económica. 🌿