esade

EsadeEcPol - Center for Economic Policy

Estimando el efecto del tope al precio del gas

EsadeEcPol Brief #31 Septiembre 2022

AUTORES

Manuel Hidalgo-Pérez,
Universidad Pablo de Olavide, EsadeEcPol

Ramón Mateo Escobar,
Director de Análisis en BeBartlet y *policy fellow* en EsadeEcPol

Natalia Collado Van-Baumberghen,
EsadeEcPol

Jorge Galindo,
EsadeEcPol

Los autores agradecen los comentarios de Pedro Linares e Isidoro Tapia, que han contribuido de manera decisiva al análisis aquí expuesto.

Línea de investigación

Transición verde

Dirigida por Pedro Linares

MENSAJE CLAVE

- Estimamos que, sin el tope al gas, los precios de la electricidad en los hogares acogidos a la tarifa regulada en España habrían sido un 24% mayores a los que tuvo el país entre el 15 de junio y el 31 de agosto, logrando así su objetivo central.
- Ahora bien: al mismo tiempo ha mostrado el riesgo de una subvención a quienes no lo financian (los consumidores franceses) mientras se ha incrementado la demanda de gas para generación eléctrica, lo que impacta en los desafíos de transición energética.

RESUMEN EJECUTIVO

Para moderar la escalada del precio de la electricidad, una de las medidas más significativas hasta el momento es el tope al gas implementado de manera excepcional en España y Portugal. Este tope es en realidad una compensación que se paga a los generadores de electricidad con esta fuente para que rebajen el precio ofertado en el mercado mayorista. Al hacerlo, se busca que el precio medio de la electricidad en dicho mercado descienda.

Presentamos en este informe una innovadora estimación causal de los efectos de esta medida sobre la tarifa regulada, es decir, sobre el precio de venta del pequeño consumidor (PVPC) que está atado al mercado mayorista. Para ellos comparamos la evolución real de dicha tarifa con un modelo estadístico que dibuja esa misma línea pero en un mundo alternativo sin el tope al gas.

Los resultados de la estimación indican que, con alta confianza, el precio medio de la electricidad para los consumidores del mercado regulado habría sido entre un 19% y un 30% más alto de no existir el tope, con un estimado puntual del 24,4%. El modelo, además, permite casi garantizar que este descenso no se debe a otras causas ni a fenómenos aleatorios.

Según las estimaciones aquí realizadas, un hogar medio español que consume 8 kWh al día se habrá ahorrado desde el 15 de junio unos 69 € acumulados. Si asumimos que esta factura con tarifa regulada la tienen 10 millones de hogares en España, el ahorro desde su implementación estaría cerca de los 690 millones de euros.

Sin embargo, este ahorro viene con un coste importante. Con esta misma aproximación, estimamos que mientras la medida está activa, el consumo de gas para la generación eléctrica ha aumentado notablemente: el efecto estaría situado en los 139 GWh diarios

para el conjunto del período. De hecho, observamos también que este incremento se ha realizado a la vez que ha descendido el uso de otras tecnologías, especialmente la cogeneración y la hidroeléctrica. Eso sí, hay que tener en cuenta que el contexto de sequía pronunciada durante este verano que ha dificultado la producción *hidro* impide atribuir esta caída a la nueva medida.

Los datos obtenidos sí sugieren que el tope al gas puede reducir, al menos cuando coincide con eventos adversos para tecnologías limpias, el incentivo para la transición hacia fuentes no contaminantes. En particular, se produce el efecto contrario: un incentivo al consumo de gas, algo no deseable en el contexto europeo actual, que fija al mismo tiempo objetivos de ahorro a corto plazo y de descarbonización a largo.

Además, observamos la evolución del saldo comercial con el mercado eléctrico francés, el más interconectado con el español, desde la entrada en vigor de la medida. Concluimos que:

1. Las exportaciones de electricidad hacia Francia y Portugal han aumentado considerablemente: de mantenerse la tendencia observada a día de hoy, a finales de año las exportaciones duplicarán las realizadas en 2021.

2. Al mismo tiempo, el precio de la electricidad en Francia se volvió más variable, algo que en cualquier caso no es posible atribuir de manera fehaciente al tope vigente.

Ambos acontecimientos se producen en un contexto de fallo de la nuclear, base de la oferta eléctrica francesa, lo que complica la interpretación de los datos. No obstante, sirve como ejemplo de lo que podría suceder con una medida similar a esta compensación aplicada en toda la UE y con las interconexiones de sus países miembros hacia el exterior: se podría producir una "fuga" del dinero invertido en forma de mayor consumo de electricidad basada en gas hacia países frontera que se beneficiarían de dicha inversión a coste cero.

La decisión de Rusia de reducir la provisión energética hacia Europa como respuesta a las sanciones de Occidente tras la invasión de Ucrania ha puesto al descubierto la principal debilidad estructural de los mercados energéticos centroeuropeos: el enorme poder de oferta del que disfrutan los principales productores de los que consumimos. Ese poder se da gracias a lo fragmentado de la demanda europea, pero también a lo rígida que esta es a corto plazo, especialmente en el sector residencial. Esta imposibilidad de moderar o hacer más eficiente el consumo de manera ágil se combina con una oferta segmentada. Por un lado, están las fuentes que sí se encuentran bajo mayor control soberano europeo: nucleares (con la importante salvedad de la importación de uranio) o renovables (con el matiz de que los equipos tecnológicos se fabrican en no poca medida en otros países, como China). Estas fuentes implican un coste fijo extraordinario para iniciar la producción, por lo que no son accesibles para ampliar capacidad a corto plazo pese que cada unidad de energía adicional producida una vez están instaladas resulta muy económica. Dicho de otra manera: el uranio es barato como lo es el viento o la luz del sol, pero la instalación de la central nuclear, las placas solares o los molinos para convertir todo ello en energía no se logra de un verano al siguiente otoño. Por otro lado están las fuentes energéticas más adaptables a la demanda pero a mayor coste por unidad adicional incluida en el proceso: los combustibles fósiles. Usar cada barril de petróleo o tanque de gas cuesta un poco más que el anterior, dibujando una curva exponencial de costes que puede volverse casi vertical en situación de escasez.

Vladimir Putin está aprovechándose de esta debilidad estructural, como explica Sandbu (2022): pequeñas reducciones en la oferta que él maneja acaban produciendo efectos de precio desproporcionados precisamente porque llevan la necesidad de aumentar capacidad a esa parte exponencial de la curva. La pregunta para Europa hoy es cómo quitarle esa herramienta de presión al gobierno ruso. Dado que las reducciones y ahorros ya planteados sobre la demanda están en objetivos relativamente modestos de entre el 7% y el 15%, las acciones sobre la oferta se vuelven imprescindibles. Estando la búsqueda de nuevas fuentes energéticas (o la ampliación de aquellas que dependen de nosotros) vedada a corto plazo por los mencionados costes de inicio de producción, el foco se ha trasladado lógicamente a la regulación inmediata de la provisión actual. Mientras los organismos supranacionales (UE y G7 principalmente) tratan de articular medidas conjuntas, los países más afectados han ido tomando decisiones autónomas destinadas a manejar los aumentos descontrolados favorecidos por la mano del gobierno ruso.

Una ha destacado sobre todas las demás por resultar más drástica e intervenir de manera más nítida el funcionamiento de la oferta: el mecanismo que España y Portugal establecieron desde junio de 2022 sobre el mercado mayorista de electricidad para evitar que el aumento del coste del gas se trasladara en exceso a la factura final de los consumidores eléctricos. Desde el primer momento, la medida concentró la atención por dos razones: la más inmediata y clara era la incertidumbre en su eficacia. Pero la otra, no menos importante, era el impacto que una excepcionalidad podía tener en los equilibrios políticos europeos de cara a conformar y sostener frentes comunes de reformas necesarias al mercado energético para alinear el viejo objetivo de transición energética hacia fuentes descarbonizadas y el nuevo objetivo de independencia de Rusia. Esta última dimensión ha adquirido aún más importancia desde finales del verano de 2022, cuando la UE se ha marcado dicha reforma conjunta como objetivo explícito y un tope al gas ha pasado a estar entre las alternativas propuestas y consideradas por varios de sus miembros.

El presente informe busca contribuir de manera distintiva a dicho debate, crucial tanto para España como para el conjunto del continente, evaluando el efecto que el tope al gas ha tenido dentro del mercado español. Empleamos para ello avanzadas técnicas econométricas que nos permiten aislar su impacto sobre tres dimensiones clave: el precio final de la electricidad como métrica principal, pero también el consumo de gas para la generación eléctrica desde el inicio de la medida, y las posibles "fugas" del sistema implementado fuera de su ámbito de aplicación. Estas dos últimas áreas son de especial relevancia para el debate no sólo español, sino europeo, y ayudan a presentar una imagen equilibrada de la medida del tope al gas, con sus pros y sus contras medidos como hasta ahora no se había hecho.

La medida: el tope al gas

A mediados de junio entró en vigor en España y Portugal un mecanismo para desacoplar el precio del gas de la formación de precios en el mercado mayorista eléctrico. El camino para ponerlo en marcha fue arduo[1], pues implicó convencer al resto de socios europeos y a la Comisión, pero ahora estará en vigor durante un año, salvo decisión distinta y acordada por los dos países afectados.

Qué es el tope al gas y cómo se inserta en el mercado. El "tope al gas" consiste en realidad en una compensación que se paga a determinadas instalaciones de generación eléctrica a partir de fuentes de energía de origen fósil con el objetivo de reducir el precio en el mercado mayorista de electricidad. Tienen derecho a percibirla centrales de ciclo combinado de gas natural, las térmicas de carbón, y algunas instalaciones de cogeneración[2]. Estas centrales[3] habitualmente ofertan al precio más caro, que se convierte en el precio de todo el mercado en ese momento. Este diseño, conocido como "marginalista", propicia que las energías más limpias, que son también las menos costosas en producción por unidad adicional, perciban un beneficio del mercado que incentiva su utilización frente a otras alternativas más contaminantes y/o menos eficientes. Cada unidad

1 Pasaron casi tres meses para su aprobación final desde la inicial: el Consejo Europeo del pasado 25 de marzo será recordado por ser el que aprobó la "excepción ibérica", con la que se permitía a España y Portugal implementar un mecanismo. La Comisión Europea, no obstante, se reservaba la última palabra sobre la medida. Comenzó entonces una negociación que se resolvió el 26 de abril con el acuerdo alcanzado sobre la propuesta elaborada por los Gobiernos español y portugués. Como resultado de este acuerdo, el Consejo de Ministros del 13 de mayo aprobó el Real Decreto-ley 10/2022, por el que se establece con carácter temporal un mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista, popularmente conocido como "tope al gas". Sin embargo, el mecanismo no entraría en vigor hasta la autorización expresa de la Comisión que se produjo el 8 de junio. Ese mismo día se publicó la Orden ministerial que determinaba la entrada en vigor del mecanismo el 14 de junio.

2 A este respecto, el artículo 2.1.c) del Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, establece que están sujetas al mecanismo las instalaciones de producción de energía eléctrica pertenecientes al grupo a.1 del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, y las acogidas a la disposición transitoria primera del mismo que hubieran estado acogidas a la disposición transitoria segunda del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, siempre que estas no cuenten con ningún marco retributivo de los regulados en el artículo 14 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, así como las instalaciones de cogeneración que utilicen gas natural como energía primaria y que estén acogidas a la modalidad general de régimen remuneratorio, en los términos previsto en el artículo 4.º-B del Decreto-Ley n.º 23/2010, de 25 de marzo («Diário da República» n.º 59/2010, Série I, de 25 de marzo de 2010).

3 Cabe anotar que, las instalaciones de generación que tengan activos contratos bilaterales (PPAs) para la venta de su energía celebrados antes del 26 de abril de 2022 quedan excluidas del ajuste.

energética que viene del gas o del petróleo cuesta al menos lo que su materia prima, mientras que cada unidad energética proveniente del sol, el viento, el agua o la nuclear tiene un coste mucho menor porque también lo es el de su materia prima.

Cómo se calcula la compensación y a quién afecta. Teniendo esto en mente, la compensación aprobada se calcula como la diferencia entre la oferta al mercado mayorista de una central de ciclo combinado ante dos precios de gas, uno de mercado y otro de referencia [4]fijado por la nueva Ley: durante los seis primeros meses, el precio de referencia será de 40 €/MWh, y posteriormente aumentará en 5 €/MWh cada mes, hasta alcanzar los 70 €/MWh al final de su aplicación[5]. Esta compensación se comunica de forma pública para que las centrales afectadas la incorporen a las ofertas de precio por la energía que llevan al mercado mayorista, esperando que reduzcan dicho precio. Es así como la internalización de la compensación opera como un "tope" al precio del gas, que (idealmente) se traslada al precio final de la electricidad.

Dado el funcionamiento marginalista antes descrito, el tope opera, en la práctica, como un límite a los beneficios que perciben en el mercado las tecnologías "inframarginales" (solar, eólica, hidroeléctrica, nuclear). Este recorte a los "beneficios caídos del cielo" *(windfall profits)* modifica el funcionamiento original del mercado que describíamos más arriba como pensado para incentivar precisamente la adopción de estas fuentes energéticas.

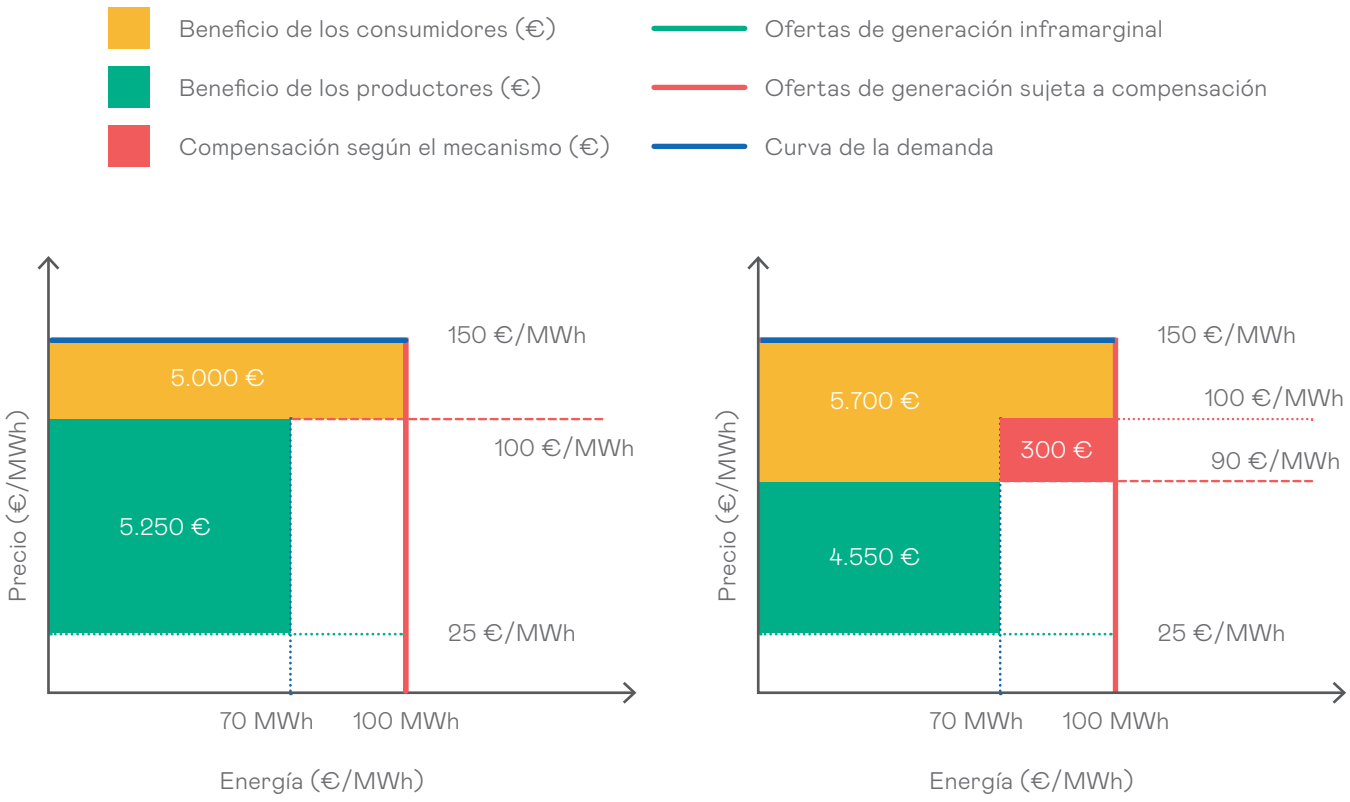
Quién paga la compensación. El coste de financiación de la compensación que se abona por este mecanismo se distribuye entre la demanda del mercado mayorista como una obligación de pago. Así, al cierre del mercado, queda pagado el ajuste a las centrales con derecho a percibir la compensación, de forma que están completamente cubiertos sus costes marginales. Posteriormente, este coste generado por el mecanismo de ajuste se repercute en los consumidores, figurando entre los conceptos que integran la tarifa eléctrica. Inicialmente esta repercusión afectaría sólo a los consumidores acogidos a la tarifa regulada, denominada Precio de Venta para el Pequeño Consumidor (PVPC). Esto se debe a que estos consumidores son los primeros beneficiados por la medida: el diseño de PVPC replica de manera directa el precio del mercado mayorista, lo que hace que la bajada de precios inducida por el tope al gas beneficie también de forma directa a estos consumidores. No obstante, en una segunda fase, este coste también sería repartido entre los consumidores acogidos a tarifas en el mercado libre. En su caso, el componente relativo al coste de la compensación únicamente se integrará en las tarifas que sean resultado de nueva contratación, o a medida que proceda la renovación de los contratos que estén en vigor a la entrada en vigor del mecanismo de ajuste.

4 Para calcular esta diferencia, el artículo 3.1 del Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, dispone que se resta a la cotización del precio del gas un precio de referencia, fijado en la propia norma, y se divide entre el rendimiento del ciclo (asumido como 0,55). Por su parte, el precio de mercado del gas se calcula como la media ponderada de todas las transacciones en productos Diarios y Fin de Semana, si aplica, con entrega al día siguiente de gas natural registradas en el Mercado Ibérico del Gas (MIBGAS).

5 De esta forma se cumple con una de las condiciones exigidas por la Comisión Europea para la autorización del mecanismo, que era que el precio de referencia promedio durante la vigencia del mismo fuese de 48 €/MWh. Con ello la Comisión pretendía no generar una situación de ventaja competitiva que pudiese provocar agravios comparativos con otros Estados miembros.

Entonces, ¿dónde está el ahorro para el consumidor? El ahorro para los consumidores se produciría cuando la compensación abonada, pese a ser soportada por ellos, es menor que la retribución que dejan de percibir estas tecnologías inframarginales. La diferencia se traduce en precios de casación más reducidos que si no estuviese vigente el mecanismo y por tanto en un mayor excedente para el consumidor. La comparación la ilustró Paulo Brito (ITT-Comillas) en la siguiente figura, parte central de esta espléndida publicación. En el panel de la derecha se encuentra la situación sin tope y el área amarilla representa el beneficio o excedente de los consumidores definido como la diferencia entre el precio de mercado (100€/Mwh) y su máxima disposición a pagar por cada unidad consumida (la línea azul). Con el tope, el precio de mercado baja y, aunque hay que pagar la compensación (área roja en el panel izquierdo) los consumidores puede aumentar su beneficio.

Figura 1. **Representación potencial ahorro para el consumidor**



Fuente: LA "EXCEPCIÓN IBÉRICA" A DEBATE: ¿UNA OPORTUNIDAD PERDIDA? Paulo Brito. Blog 'Un grado y medio', 2 de junio de 2022.

Estimando el impacto del tope al gas sobre los precios finales de la electricidad

Para evaluar la medida debemos centrarnos en el objetivo principal declarado: reducir la factura final del consumidor acogido al mercado regulado. Lo razonable es observar si efectivamente, desde su entrada en vigor, ha existido una reducción significativa del precio regulado (PVPC en adelante), y de cuánto ha sido. No obstante, el tope puede tener otros efectos, señalados desde su entrada en funcionamiento y que igualmente resultan de interés evaluar, como es el posible mayor uso de las centrales de ciclo combinado o el aumento de las exportaciones a Francia. Ambas conllevarían un aumento del consumo de gas. En consecuencia, creemos necesario extender el análisis a estos dos ámbitos para enriquecer el debate presente y futuro sobre la medida o sus posibles reformas.

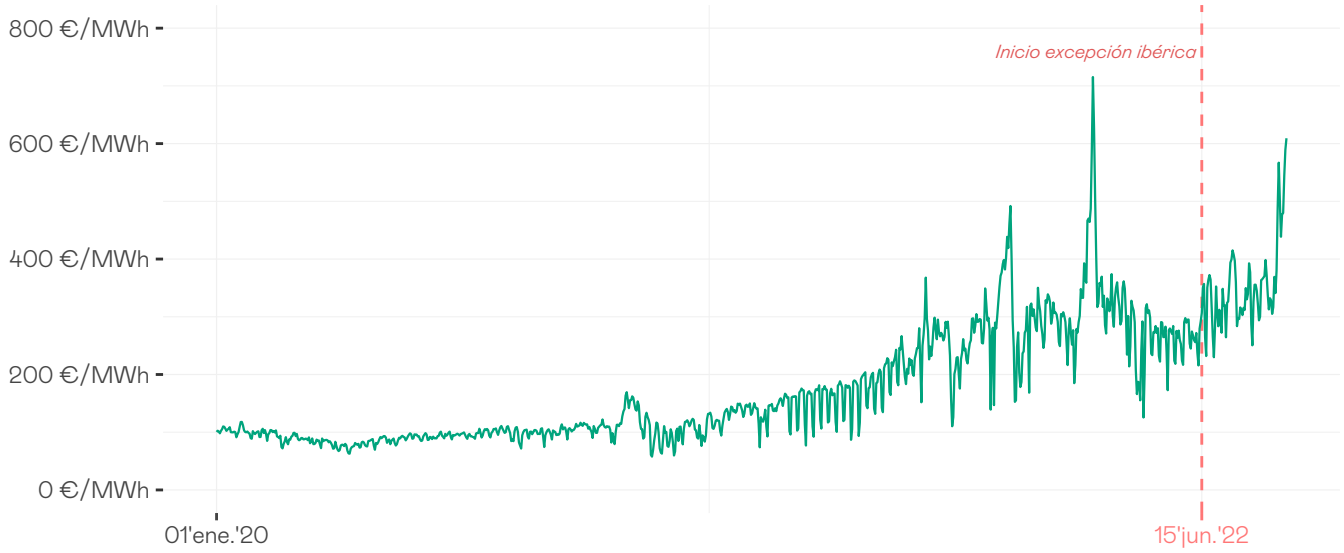
Estimación del efecto en el PVPC

Para estimar el efecto del tope al gas necesitamos un modelo que aproxime lo mejor posible la evolución histórica de los precios hacia el pasado. Con este modelo podremos estimar un contrafáctico hacia el futuro, o un "qué hubiera pasado si": una serie aproximada de precios plausibles del PVPC en un mundo en el que, como única diferencia y si se modeliza adecuadamente, la medida nunca hubiera existido. Comparando esta serie hipotética con la real, y valorando si la diferencia es estadísticamente significativa, es como podremos entender si ha existido o no un efecto de la medida en el sentido buscado.

La figura 2 muestra la evolución de la serie diaria del PVPC[6] en España desde el 1 de enero de 2020 hasta el 31 de agosto de 2022. Con el estallido de la crisis energética, los precios aumentaron significativamente a partir del verano de 2021, rompiendo con la evolución histórica. Como se explicó en Collado, Galindo e Hidalgo (2022), el diseño marginalista del mercado eléctrico mayorista mencionado en la introducción es la principal razón para este aumento, al ser habitualmente la electricidad proveniente del gas y otros combustibles fósiles la que marca el precio diario.

6 El precio PVPC dibujado en la figura y que es sobre el que realizamos el análisis es aquél que ya incorpora los peajes y cargos, el coste de comercialización, la compensación a las centrales de ciclo combinada prevista en el mecanismo, el coste de la energía y otros conceptos como los servicios de ajuste o los pagos por capacidad.

Figura 2. **Evolución del PVPC**



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de Red Eléctrica | EsadeEcPol

El tope debería suponer un abaratamiento del precio mayorista de la luz alterando parcialmente el sistema marginalista del mercado. Para comprobar si efectivamente esto ha sucedido vamos a desarrollar un análisis de causalidad que trate de aislar lo mejor posible su efecto. Este proceso se produce en dos pasos:

1. En primer lugar, escogemos las variables que, junto con un modelo, permitan extrapolar la serie mostrada en la Figura 1 con el menor error posible.

2. A continuación, utilizamos modelos bayesianos estructurales (BSTS) para estimar el contrafactual. Estos modelos nos permiten estimar no sólo la diferencia entre ambas, sino, especialmente, la probabilidad aproximada de que dicha diferencia se deba a una razón aleatoria o a la causa supuesta, en este caso el tope al gas. Dicho en otras palabras, no solo podemos medir si ha existido impacto causal sino, además, es posible conocer con qué probabilidad esta se debe o no a la política aplicada.

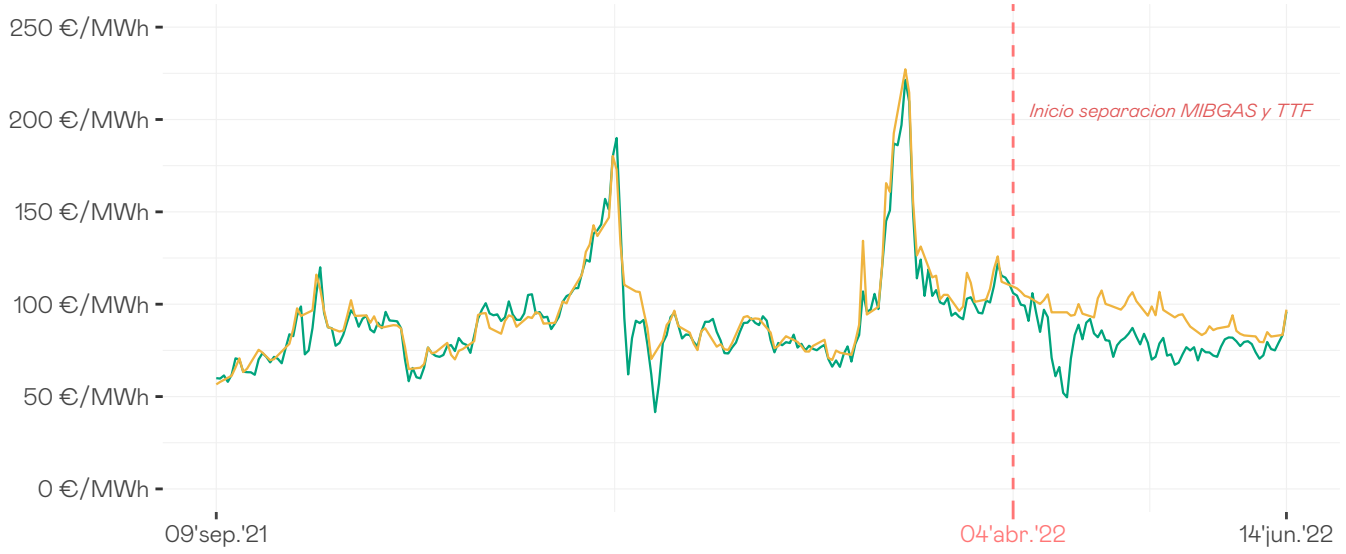
Paso 1: LA SERIE DE PRECIOS HIPOTÉTICA

Así, el primer paso debe centrarse en el diseño de un modelo, junto con la elección de las variables adecuadas, que nos permita predecir lo más ajustadamente posible el PVPC a lo largo de la serie de tiempo disponible. Para ello, empezamos por elegir qué serie de precios del gas se va a usar como referencia para la estimación del PVPC. Esta elección es importante dada la actual existencia para las empresas gasistas españolas de dos mercados de referencia: el precio del gas en el mercado virtual en Países Bajos (Dutch TTF) y el precio en el Mercado Ibérico del Gas (MIBGAS)[7]. Objetivamente no existe ninguna evidencia que, categóricamente, nos facilite la elección, al estar actualmente el mercado disperso y vinculado a ambos precios. Es por ello que, en un principio, hemos dejado que los datos hablen. El principal criterio para la selección ha sido que el precio del gas usado para estimar el modelo debe ser el que mejor aproxime estadísticamente la serie de precios PVPC.

A tal efecto hemos llevado a cabo un análisis cuantitativo. Para la mayor parte del periodo para el que disponemos ambos precios del gas, se observa que tanto el TTF como el MIBGAS han evolucionado de forma muy similar (Figura 3). Sin embargo, esta similar evolución se rompe a partir del 4 de abril de 2022, momento en el que se inicia un período en el que ambos precios empiezan a divergir. Una posible explicación la encontramos en la entrada en vigor de las sanciones a Rusia pocos días después, y que ambos mercados ya adelantaron para esa fecha. Así, el aumento de la incertidumbre sobre el suministro de gas a Europa, fue menor en el caso de la Península Ibérica por la existencia de canales más diversificados para el suministro de gas fuera de la órbita rusa. Es en esta diferencia para este periodo donde encontramos la oportunidad para realizar un ejercicio cuantitativo que ayude a discriminar ambos precios frente a su capacidad de emular la evolución del PVPC.

7 El TTF es un mercado virtual en el que se negocia el gas que ya está presente en el sistema gasista holandés, es decir, después de la importación, regasificación e inyección en el sistema de gasoductos de la UE. En la actualidad es el mayor mercado y el más líquido de Europa por lo que se toma como referencia en el resto de Europa. El MIBGAS es una plataforma donde se pueden negociar los productos de entrega de gas en la península ibérica. Este último mercado nace con el objetivo de aprovechar la relativa independencia del mercado del gas de España y Portugal por su particular configuración..

Figura 3. **Evolución de los precios del gas: MIBGAS y TTF**



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de Red Eléctrica | EsadeEcPol

Concretamente, se han estimado dos modelos, uno para cada precio de referencia del gas, desde septiembre de 2021 (momento en el que disponemos de una serie para el MIBGAS diaria) hasta el 3 de abril. Una vez estimados estos modelos, se han utilizado las series a partir del 4 de abril hasta el 14 de junio como *grupo de test* sobre la bondad de cada modelo. Concretamente se han extrapolado ambos modelos para dicho período y se ha comparado cuál de los dos precios del gas aproximó mejor la evolución del PVPC durante aquellos días[8].

Los resultados obtenidos muestran que el precio de referencia que mejor aproxima la evolución del PVPC en los días del periodo de test es, sin duda, el TTF, por lo que éste debería ser el precio por considerar en el análisis de impacto causal[9]. Sin embargo, aunque es cierto que los datos discriminan a favor del TTF, no es menos cierto que en el último año el MIBGAS ha aumentado sensiblemente su presencia dentro de los contratos realizados por el sistema gasístico y eléctrico español, intensificándose más aún en los últimos meses. Esta ganancia de cuota, que ha alcanzado el 20 % durante 2022, nos obliga a no despreciar su posible papel, especialmente en un momento donde el mercado ibérico pudiera estar ganando relevancia en España. Por esta razón creemos que es una decisión adecuada no descartar su uso.

8 En la siguiente sección se explican qué modelos se han usado.

9 Se ha seguido un procedimiento estándar. La estimación de ambos modelos permite proyectar una serie para el período de días comprendido entre el 4 de abril y el 14 de junio. Una vez realizadas estas proyecciones se ha calculado la raíz cuadrada del error cuadrático medio (rsme). En nuestro caso, usando el TTF obtenemos un rsme de 39,15 mientras que con el uso del MIBGAS se obtiene un rsme de 53,64. Estos resultados señalan al TTF como mejor opción para aproximar la evolución del PVPC. A este procedimiento se le ha sumado un segundo, para analizar la robustez del mismo. Para ello se ha repetido este ejercicio utilizando ambos precios a la vez o medias ponderadas de los mismos. En todos los casos, el mejor modelo es siempre aquél que usa el TTF como precio de referencia del gas.

En consecuencia, para la estimación del modelo de predicción del PVPC se va a utilizar una media ponderada de los precios de referencia TTF y MIBGAS para el periodo en el que disponemos de ambos, es decir, a partir del 7 de septiembre de 2021. Los pesos serán del 80 % para el primero y del 20 % para el segundo. Mientras ambas series han evolucionado de forma similar, no existirá diferencia entre este precio ponderado y cualquiera de las dos por separado. Para el momento a partir del cuál ambas series se separan, la serie ponderada se situará entre ambas, aunque más próxima al TTF. De este modo aseguramos que el TTF tiene prevalencia sobre el MIBGAS (tal y como dicen los datos), pero que la evolución del segundo debe estar presente en las estimaciones, sobre todo por la existencia de una evolución tan diferente desde abril de 2022.

Paso 2: ESTIMACIÓN DEL EFECTO DEL TOPE EN EL PVPC

El modelo utilizado para estimar la evolución del PVPC incorpora, además del precio ponderado descrito en la sección anterior la misma serie de PVPC pero con un desfase de uno y siete días (variables que buscan capturar la estructura de la serie temporal). Junto a ellas, se incluyen el nivel de producción diaria de las centrales de ciclos combinados y de cogeneración en España, tratando con ello de capturar la estructura marginalista del mercado. Finalmente se incorporan al modelo dos intervenciones, una correspondiente a la reforma del 1 de junio de 2021 y otra a la del 15 de septiembre de 2021 y cuyos efectos sobre el precio pudieron ser significativos[10] [11].

El análisis de los resultados de la regresión sugiere que la validez del modelo y de las variables incluidas en la aproximación de la evolución diaria del PVPC desde enero de 2014 es difícil de cuestionar. Además, la capacidad de este para aproximar el PVPC es muy elevada (superior al 92 %)[12]. Así, una vez comprobado que es posible diseñar un modelo capaz de aproximar (y predecir con bastante exactitud) la evolución de la serie de precios, el siguiente paso supone emplearlo para analizar el impacto de la intervención del tope al gas sobre los mismos.

La figura 4 muestra los resultados del análisis de impacto para la evolución en el PVPC del tope al gas. La línea de color azul dibuja el PVPC en un mundo alternativo sin tope al gas: aquello que habríamos observado entre el 1 de marzo de 2022 y el 31 de agosto según las estimaciones del modelo. En naranja se muestra la serie de PVPC que realmente tuvo lugar en el mundo en que vivimos, con tope al gas.

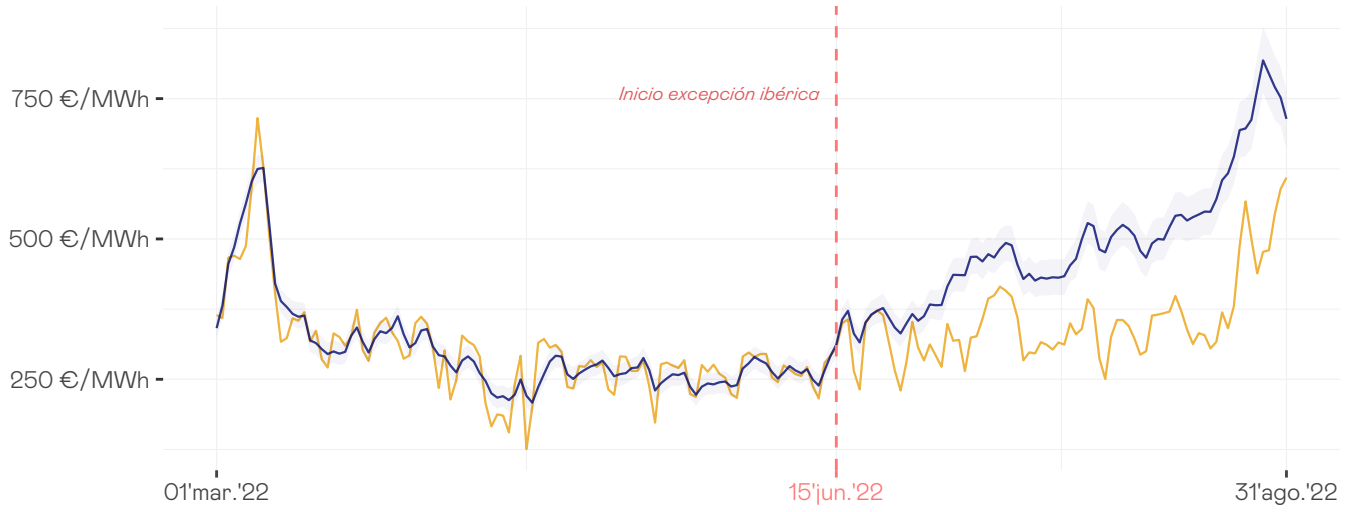
10 El 1 de junio de 2021 entró en vigor la reforma que modificaba la tarifa eléctrica para introducir una discriminación de precios por segmentos horarios. La nueva tarifa se dividía en tres tramos, de mayor a menor coste: punta (10:00-12:00h y 18:00-22:00h), llano (8:00-10:00h, 14:00-18:00h y 22:00-24:00h) y valle (24:00h-8:00h y fines de semana y festivos). No obstante, esta discriminación horaria dejó de funcionar de forma sistemática de facto tras la bonificación del 96% del importe de los cargos con la entrada en vigor del Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre, y otras medidas aprobadas con posterioridad para contener la tarifa eléctrica.

11 El 15 de septiembre de 2021 se publicaba en el BOE el Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre, que incluía medidas de calado sobre el mercado mayorista y la tarifa eléctrica. En concreto, se debe destacar el mecanismo de minoración del exceso de retribución del mercado eléctrico causado por el elevado precio de cotización del gas natural en los mercados internacionales. Este, en la práctica, implicaba detraer los ingresos percibidos por las tecnologías inframarginales, dado un precio del gas, que fuesen superiores a los que obtendrían si dicho precio del gas fuese de 20€/MWh. La lógica de la reforma era que las instalaciones de generación eléctrica que operaban como inframarginales en el mercado (solar, eólica, hidroeléctrica y nuclear) se habían desplegado en un contexto en el que no se esperaba un aumento drástico del precio del gas como el que sucedía ahora, por lo que los ingresos adicionales obtenidos como consecuencia de esa circunstancia debían considerarse "extraordinarios" y por tanto susceptibles de ser detraídos para reducir la tarifa eléctrica. Los ingresos obtenidos por la aplicación de este mecanismo se destinaban a financiar la bonificación del coste de los cargos del sistema eléctrico, que a su vez suponía una reducción de la tarifa eléctrica. El mecanismo sigue vigente hoy, aunque con modificaciones dirigidas a compatibilizar su aplicación con la del tope al gas.

12 Por razones de simplicidad no se han incluido en el informe los resultados de las regresiones. Sin embargo, estos podrán ser compartidos previa solicitud a los autores.

Hasta el 14 de junio las diferencias son mínimas, lo que nos viene a confirmar el buen calibrado del modelo[13]. A partir del 15 de junio ambas series se separan, de tal modo que, mientras la contrafactual prosigue en una tendencia de crecimiento claro, la serie de precios observados lo hace, aunque con una menor pendiente. El efecto de la medida se podría valorar, por lo tanto, como la diferencia observada entre ambas series a partir de su aplicación en la fecha del 15 de junio, representada por el eje de línea discontinua verde.

Figura 4. **Resultados del análsis de impacto del tope al gas en el PVPC**
Precio estimado sin el tope al gas y **precio real**

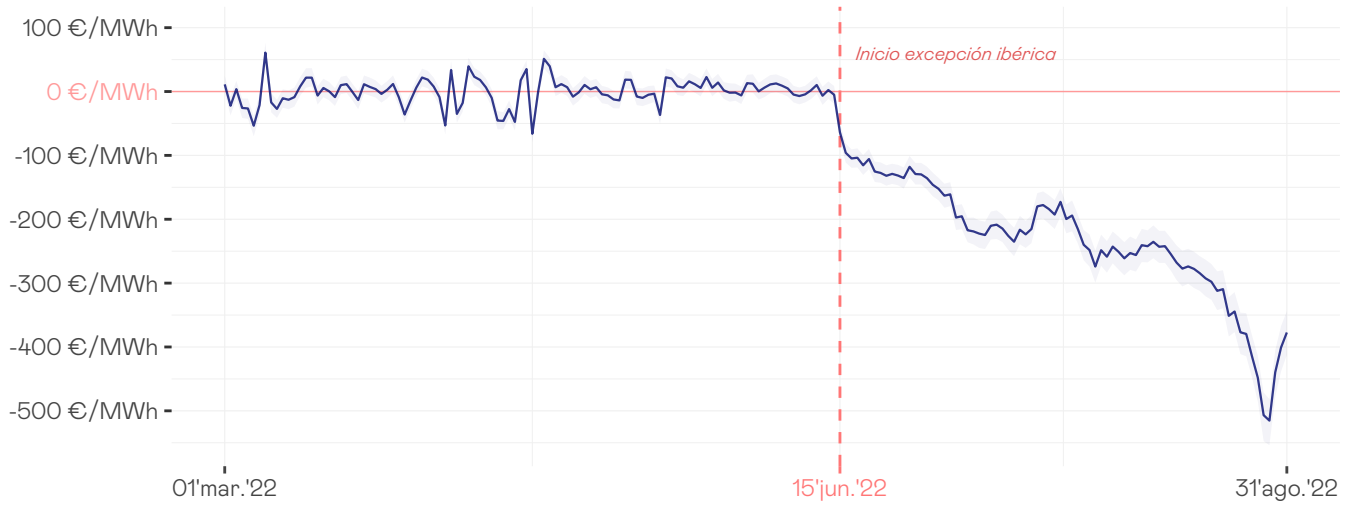


Fuente: Elaboración propia de los autores | EsadeEcPol

Esto es lo que se dibuja en la figura 5. En ella la línea azul muestra el ahorro estimado en euros como diferencia de las líneas representadas en la figura 2. Hasta el 14 de junio esta línea oscila sobre el cero, lo que nos indica que estamos ante un error aleatorio correspondiente a un modelo que cumple con los requisitos mínimos para su correcta estimación. Sin embargo, esta línea se desvía hacia terreno negativo de forma significativa a partir del 15 de junio, lo que implica que el tope al gas sí ha supuesto una clara reducción de los precios PVPC pagados por los clientes acogidos a esta tarifa. Además, se observa con claridad que dicho ahorro fue creciendo a medida que avanzaban las semanas, alcanzando un máximo de casi 300 euros durante la última semana de agosto. **En promedio, el ahorro que ha supuesto la medida para un hogar medio español desde su introducción ha llegado a ser del 24,4 %, con un intervalo de confianza al 90 % de entre el 29,7 % y el 19,5 %.** Estos resultados están en línea con los obtenidos por Salas, Jérez y Álvarez (2022) que estiman un ahorro acumulado del 20,8%.

13 Las oscilaciones de los precios observados se sitúan en buena medida fuera de la banda de confianza. La razón es que, a pesar de que el modelo ajusta extraordinariamente bien la serie para el conjunto del período, esta ha sufrido de una enorme volatilidad que, aun no modificando su tendencia a largo plazo (salvo a partir del 14 de junio de 2022) si ha implicado la existencia de importantes sorpresas en los últimos meses.

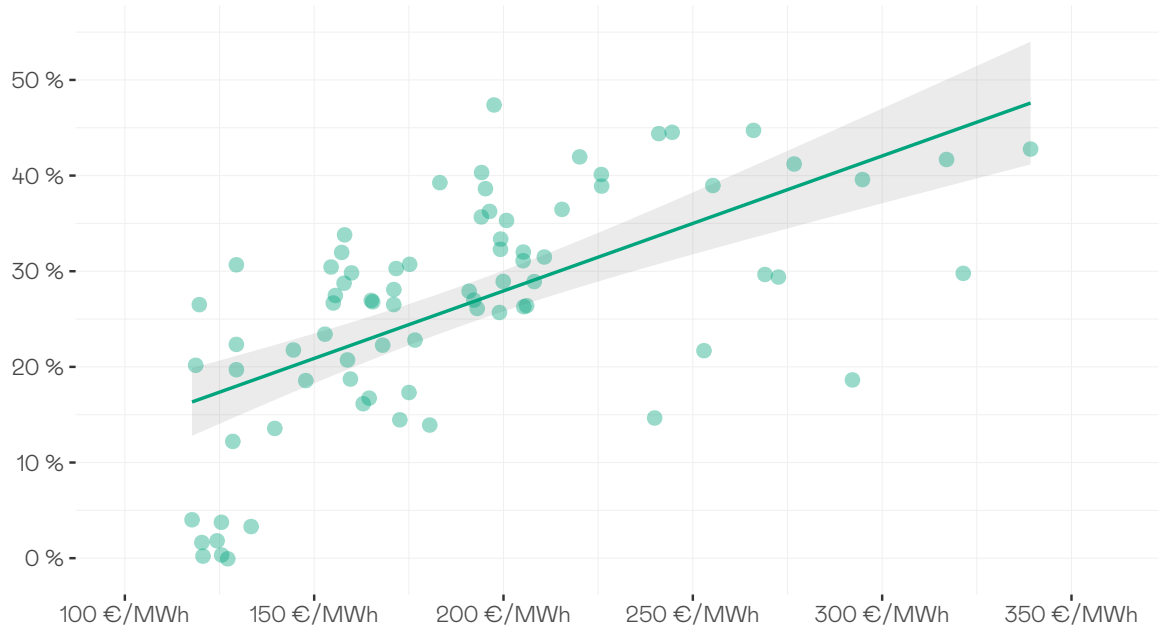
Figura 5. **Ahorro estimado en el PVPC derivado del tope al gas**



Fuente: Elaboración propia de los autores | EsadeEcPol

La evolución del ahorro tiene mucho que ver con la propia evolución de los precios del gas. La figura 6 muestra la relación entre dicho ahorro en porcentaje del precio contrafactual y el precio del gas desde el inicio de la medida el 15 de junio. Aunque hay una cierta dispersión como consecuencia de los numerosos factores que pueden participar en la determinación de dicho ahorro, parece evidente que cuanto mayor sea el precio del gas, mayor será la diferencia entre el precio pagado y aquél que se hubiera pagado sin la medida. También podemos observar que dicho ahorro en términos porcentuales encuentra un techo en el 50 %.

Figura 6. **Relación entre el ahorro producido por el tope y el precio del gas**



Fuente: Elaboración propia de los autores | EsadeEcPol

En términos monetarios, el ahorro medio desde el 15 de junio estaría sobre los 113,9 €/MWh, lo que supone, además, un ahorro acumulado de 8.881,1 €/MWh desde el inicio de la medida. Con base en la información recogida por el Panel de Hogares de la CNMC, si asumimos que un hogar medio consume unos 8 kWh por día, podemos decir que este se habrá ahorrado desde el 15 de junio unos 69 euros de media. Si a su vez asumimos que esta factura la tienen 10 millones de hogares[14], el ahorro desde su implementación estaría cercano a los 690 millones de euros. A esto hay que añadir el ahorro indirecto que se producirá en los casi 20 millones de hogares del mercado libre a medida que estos renueven sus contratos. La disminución de precios tras la entrada en vigor del mecanismo permitirá a las comercializadoras actualizar sus ofertas en base a unos precios de mercado más bajos de los previstos en ausencia de este. Así, las familias con tarifa libre también se verán beneficiadas de la política, aunque este ahorro sea más difícil de cuantificar. Teniendo en cuenta que el gasto de los hogares en electricidad superó los 15 mil millones en 2021[15] y que, con la actual subida de precios se puede triplicar en este 2022, el ahorro es aún más significativo.

Dada la naturaleza bayesiana de la estimación estamos en disposición de ofrecer, además, la medición de la probabilidad de que este cambio sea causado por un hecho extraordinario ocurrido el 15 de junio y no por un evento casual. Así, los resultados de la estimación indican que **la probabilidad de que el cambio observado en la serie original haya sido por razones espúreas o diferentes a la medida es aproximadamente del 0 %.**

Efecto sobre el uso del ciclo combinado

El tope al gas no solo puede haber afectado a la evolución de los precios, sino también al uso de las diferentes tecnologías utilizadas en el sistema eléctrico español para generar electricidad y por ende al potencial ahorro que la medida podría haber alcanzado. Es por ello que, como ejercicio paralelo, se ha reproducido el análisis anterior para conocer si la introducción del tope ha generado incentivos para desviar producción hacia o desde ciertas tecnologías. Dado que en su diseño original el sistema marginalista buscaba incentivar el uso de energías limpias y desincentivar el de aquellas más contaminantes, resulta imprescindible evaluar si una modificación tan severa como este tope desvirtúa dicho objetivo y en qué medida lo hace. Esto es especialmente importante en un contexto como el actual, que busca afianzar descensos en el consumo de gas por razones tanto de independencia como de transición energéticas: no olvidemos que la UE se auto-marcó una serie de objetivos de descenso del consumo enormemente ambiciosos para 2022, que van hasta el 15% en algunos países (del 7% fue el finalmente acordado para España, igualmente notable).

14 Datos de la CNMC para el año 2021

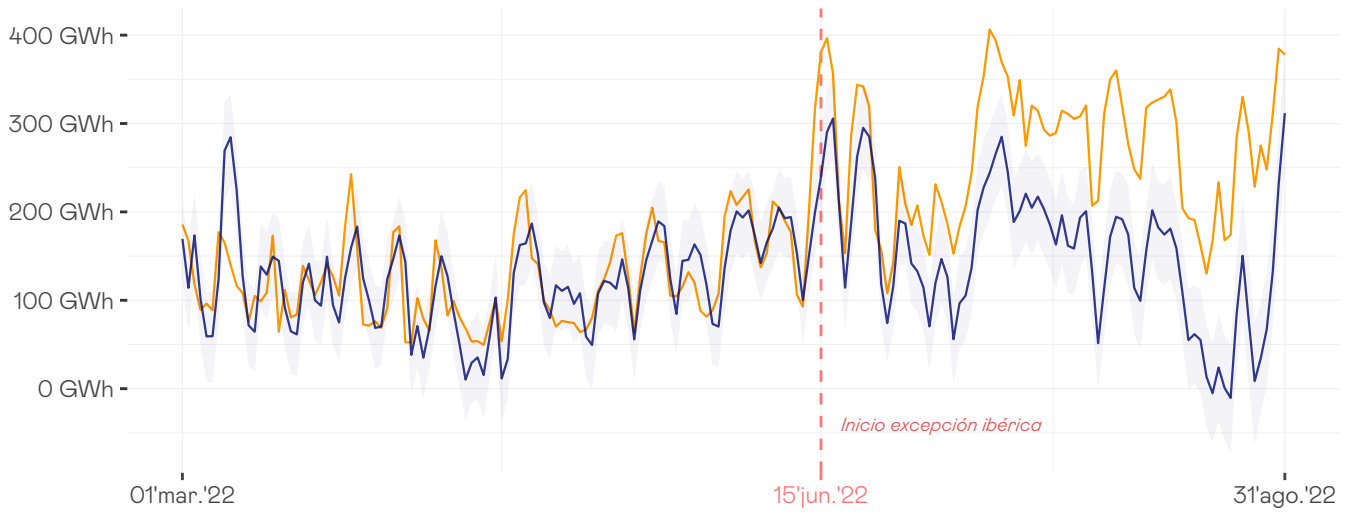
15 Datos de la Encuesta de Presupuestos Familiares del INE

Efectivamente, se ha señalado como un posible efecto del tope el aumento de la generación eléctrica a través de ciclos combinados. Intuitivamente, el uso del tope al gas podría incentivar el uso de ciclo combinado por la oportunidad que generaría de dar respuesta a una mayor demanda externa de electricidad desde Francia y Portugal, probablemente por los menores precios del mercado mayorista español que propicia el "tope al gas" y al amparo de la salvaguarda al precio que supone la compensación para las centrales de ciclo combinado. Además, podría activarse otro mecanismo que incentive la producción de estos generadores. Antes de la entrada en vigor del tope, los productores quedaban expuestos a la subida del precio del gas y por ello sus decisiones de producción necesitaban ser más conservadoras. Con el tope, los consumidores son quienes se exponen al riesgo de subida del precio del gas a través del pago de las compensaciones. Por tanto, las centrales de ciclo combinado tienen mayor incentivo a ofertar en el mercado. El objeto de esta sección es comprobar, del mismo modo que se ha hecho para el PVPC, la posible existencia de este efecto.

Las siguientes figuras muestran la serie contrafactual para la producción en GWh diario de las centrales de ciclo combinado, así como la observada (líneas azul y naranja respectivamente en la figura 7) y las diferencias entre estas (figura 7). Las variables usadas para aproximar la producción en centrales de ciclo combinado han sido la demanda de electricidad diaria, así como otras que pudieran afectar a las decisiones, como el PVPC, el precio del gas natural ponderado de un día previo, la producción en dichas centrales un día y siete días antes, y las reformas implementadas en 2021. El grado de aproximación es elevado, con un coeficiente de determinación superior al 83 %.

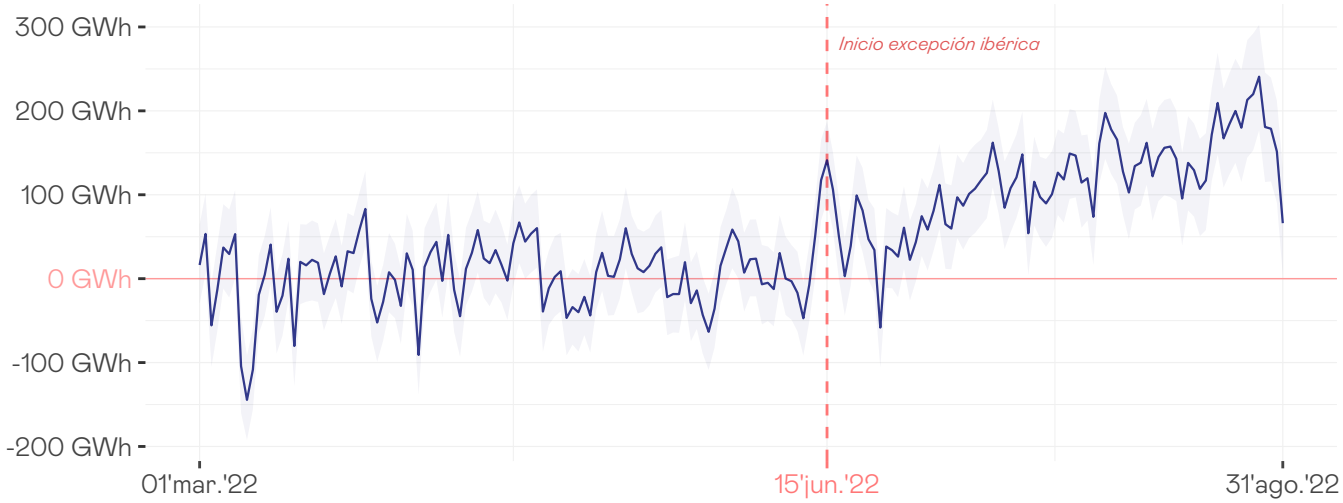
Como puede observarse en la figura 7, **la introducción del tope al gas podría haber supuesto un aumento significativo del uso de las centrales de ciclo combinado en España.** La figura 7 muestra, así, que este aumento sería significativo para prácticamente todo el período transcurrido desde el 15 de junio con la salvedad de los primeros días de este. A partir de julio, el posible efecto se estabiliza entre los 100 y 200 GW por hora y día, aunque con un pico para el día 25 y 26 de agosto. En cuanto a la media, **el efecto estaría situado en los 139,0 GW por hora diarios para el conjunto del período.**

Figura 7. **Generación de electricidad en las centrales de ciclo combinado**
Estimada sin el tope al gas y real



Fuente: Elaboración propia de los autores | EsadeEcPol

Figura 8. **Efecto del tope al gas sobre la generación de los ciclos combinados**



Fuente: Elaboración propia de los autores | EsadeEcPol

Estos resultados encajarían con aquellos adelantados por Eicke *et al* (2022) en su evaluación crítica con la exportación del modelo de tope de gas a otros países de la UE: estos autores hacen notar que la generación a base de gas aumentó hasta un 42% durante las primeras semanas, y subrayan la tensión entre semejantes aumentos y el objetivo de ahorro y descarbonización.

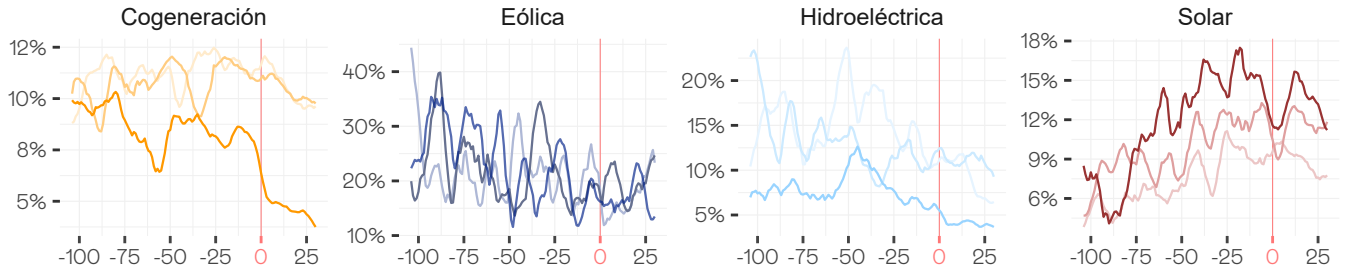
Ahora bien, algunas cuestiones surgen ante el resultado anterior. La estimación del contrafactual supone que la producción de electricidad por esta tecnología sólo depende de factores exógenos, como son la cantidad total de energía demandada, el precio de mercado o el precio del gas. Sin embargo, el mayor o menor uso de ciclos combinados que haga un sistema eléctrico marginalista como es el español depende del uso que se haga del resto de tecnologías una vez estas hayan ofertado sus cantidades óptimas. Es decir, el uso de tecnologías basadas en la quema de gas para producir electricidad depende de lo que el resto de las tecnologías estén disponibles y sean capaces de generar en un día y hora determinados. Así pues, la cantidad de GW por hora producido por ciclos combinados depende de la mayor o menor producción del resto de tecnologías, salvo la hidroeléctrica, muy relacionada con el gas[16]. Por este razonamiento, aunque de nuestro análisis anterior resulta un claro efecto del tope sobre el uso de los ciclos combinados, es necesario reflexionar si pudieran existir otras posibles causas.

16 Las centrales hidroeléctricas generan electricidad a partir de un recurso escaso: el agua. En consecuencia, dado el diseño marginalista del mercado, su entrada en el mercado se reserva a los momentos en los que es más necesaria, esto es, cuando una tecnología aún más cara va a entrar en el mercado: el gas. De este modo, las generadoras hidroeléctricas usan como referencia las de ciclo combinado y ofertan en función del coste de oportunidad (almacenan el agua cuando el precio es bajo y el gas no será necesario para cubrir la demanda y la utilizan cuando es alto).

¿Qué ha pasado con el resto de tecnologías?

Lo primero que debemos decir es que, con la información disponible no es posible descartar ni que el menor uso de algunas tecnologías, como son la hidroeléctrica y, especialmente, la cogeneración a favor del ciclo combinado se debe a los incentivos creados por el tope al gas ni que puedan existir, a su vez, otras razones que lo explicarían. Por ejemplo, en un año caracterizado por una persistente sequía, se podría considerar que el bajo uso de la hidroeléctrica durante los meses del verano podría explicar parte de la cesión al ciclo combinado del espacio dejado en la generación eléctrica, independientemente de la introducción del tope al gas.

Figura 9. **Peso de las diferentes tecnologías sobre el total generado**
Para 2019, 2021 y 2022



Fuente: Elaboración propia de los autores | EsadeEcPol

Nota: Se calcula la media móvil de 7 días para el periodo comprendido entre el 1 de marzo y el 31 de agosto.

La figura 9 ofrece pistas que pueden respaldar esta posible explicación. Como se puede observar, a partir del 15 de junio existe un comportamiento divergente en el peso que cada tecnología representa sobre el total de energía generada a diario. Por un lado, la hidroeléctrica y la cogeneración muestran una caída significativa, mientras que la eólica y la solar no parecen mostrar ninguna reacción particular que no pueda atribuirse a la mera estacionalidad. Obviamente, esta divergencia entre grupos tendría cabida entre los efectos esperados por los diferentes incentivos creados por el tope al gas. Por ejemplo, para la caída de la cogeneración, existen razones de peso para considerar que, efectivamente, su menor uso desde el inicio del tope pueda deberse a una consecuencia directa del mismo diseño de la medida. Concretamente, el hecho de que las centrales de cogeneración hayan quedado excluidas de la compensación derivada del tope al gas ha creado incentivos a desviar al ciclo combinado parte de la producción antes generada por la cogeneración. Con la medida, parte de estas centrales operarían en el nuevo contexto regulatorio en pérdidas, lo que ha llevado a la paralización de una parte significativa del parque de cogeneración.

Así lo ha expresado la Asociación Española de la Cogeneración (ACOGEN) que reclama su inclusión dentro del mecanismo compensatorio. Precisamente en el debate que estrenó el curso parlamentario el Presidente del Gobierno anunció una modificación de la regulación del régimen retributivo de la cogeneración para permitir que las instalaciones que lo deseen renuncien temporalmente al mismo y puedan percibir el ajuste resultado de la excepcionalidad ibérica. Este cambio regulatorio se

aprobó en el Consejo de Ministros del pasado 20 de septiembre por lo que es probable que haya un repunte de la participación de estas tecnologías en la generación de electricidad. En cuanto al efecto que esto tendría sobre el consumo de gas, si bien es cierto que estas centrales también lo usan en la producción, lo hacen de forma más eficiente: mientras que los ciclos combinados tienen una eficiencia del 50-60%, en las centrales de cogeneración alcanza el 90%. Habrá que esperar para poder evaluar su efecto, pero, a priori, puede contribuir a reducir el consumo de gas.

Sin embargo, respecto a la hidroeléctrica existen razones para pensar que podemos estar ante un efecto combinado de varios factores que operan en la misma dirección, siendo imposible en este punto diferenciar el peso de cada uno. Tanto el tope como la sequía podrían explicar parte de la reducción de la generación por esta tecnología durante el verano, confundiéndose ambos efectos en uno solo. Esto no quiere decir que no haya habido incentivos para reducir la generación hidroeléctrica a favor del ciclo combinado, pero sí que una parte indeterminada del aumento de este último, y observado en la estimación anterior, no sea debido al tope sino a eventos coyunturales como la falta de lluvia.

El coste de la desviación a ciclos combinados

El efecto observado en la generación de energía eléctrica a través del uso más intensivo de los ciclos combinados ha restado eficiencia a la medida que introdujo el tope al gas. Así, y en primer lugar, el exceso de producción a través de la quema del gas se ha trasladado a la factura final como un mayor recargo por compensación a las centrales de ciclo combinado. Efectivamente, estos pagos podemos verlo como un ahorro potencial perdido y que se podría sumar a los ya estimados (24,4 % del PVPC contrafactual). Además, y en segundo lugar, este mayor uso de los ciclos sugiere que el tope al gas podría afectar, al menos parcialmente y siempre a medio y largo plazo, al incentivo original del sistema marginalista a la transición hacia fuentes no contaminantes. El gas se vuelve más atractivo, por lo que un uso más frecuente del mismo resulta relativamente inevitable, especialmente para aquellas fuentes que son más fácilmente reemplazables (como la cogeneración) o que no se encuentran en un buen momento por factores coyunturales (como la hidroeléctrica durante 2022). Así, al considerar reformas sobre el mercado hay que tener en cuenta cómo va a interactuar con posibles factores externos que incrementen el coste de manera temporal o permanente de las energías deseables a largo plazo. Cuando, como ha sucedido en los últimos meses, coincide un tope al precio del gas con un incremento del asociado con estas energías, el resultado puede ser una ralentización no deseada en el ahorro y la transición, aunque resulte imposible discernir el peso de cada uno de los dos factores (el limitante por arriba del gas, y el nuevo suelo por abajo de las otras tecnologías) en este cierre de la brecha entre ambos costes.

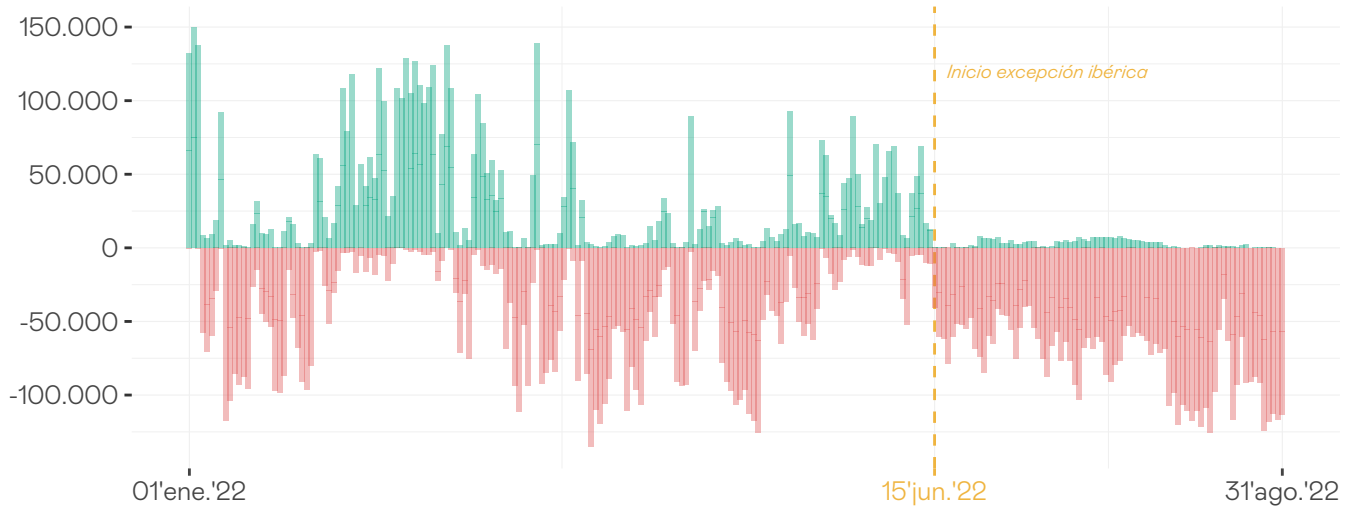
Es posible contra-argumentar que este cierre de la brecha será mayor en España, país que puede importar de lugares diferentes a Rusia: en el centro, norte y este de Europa, el gas no ruso es un recurso más escaso, por lo que el mercado no respondería tan rápidamente al incentivo. Pero, como señalan Eicke *et al* (2022), esto implica también cautela a la hora de considerar una generalización del tope a toda Europa: si el gas se vuelve más atractivo, pero no más fácil de importar, no está claro que el efecto sobre el precio vaya a ser el deseado, o de una magnitud similar al observado en España.

Impacto actual en otros países: posibles fugas del sistema

Más allá del impacto del mecanismo sobre los precios y el mix de generación en nuestro país, su puesta en marcha ha tenido un impacto significativo en Francia, algo que es de especial interés para la dimensión europea del debate, puesto que sirve como pista de qué manera podría cambiar las dinámicas regionales (entre la UE y sus vecinos) energéticas. Aunque inicialmente la propuesta elaborada por España y Portugal contemplaba un precio distinto para las interconexiones, finalmente la Comisión Europea descartó esta posibilidad para no restringir el comercio transfronterizo ni discriminar entre consumidores. Así, los menores precios del mercado ibérico unidos a los paros no programados en el parque nuclear francés y a una producción hidroeléctrica a mínimos debido a la sequía, aumentaron la demanda de exportaciones hacia nuestro vecino galo.

La siguiente figura nos permite hacernos una idea de la magnitud del cambio en el saldo comercial entre España y Francia. Desde la entrada en vigor del tope nuestro país se convirtió en exportador neto. En particular, las exportaciones crecieron un 80% entre junio y julio y, en agosto, aumentaron un 34% respecto al mes anterior. Es más, en los 2 meses y medio[17] que lleva funcionando el mecanismo, las exportaciones ya han alcanzado el 82% de las realizadas durante los 6 primeros meses del año. De seguir esta tendencia, a finales de año las exportaciones duplicarán las realizadas en 2021.

Figura 10. **Uso de la interconexión entre España y Francia en MWh**
Importaciones y exportaciones



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Red Eléctrica | EsadeEcPol

17 Consideramos las exportaciones realizadas hasta el 31 de agosto de 2022

Este efecto podría haber sido aún mayor de no haberse limitado la capacidad exportadora. La capacidad de exportación entre Francia y España se ha reducido en promedio un 30% desde el 15 de junio en comparación con los valores medios registrados hasta esa fecha. En vistas de que desde que empezó a funcionar el mecanismo se han ocupado totalmente las interconexiones disponibles, de no haberse restringido estas, las exportaciones muy probablemente habrían sido aún mayores.

Para evaluar, a su vez, el posible impacto del tope al gas en las exportaciones a Francia adoptamos en este caso una estrategia indirecta. En primer lugar, estimamos, del mismo modo que se ha utilizado en los casos anteriores, un modelo para los precios mayoristas o spots (no PVPC) que habrían prevalecido en España en el caso de no existencia del tope y, una vez obtenidos, los contrastamos con los spots franceses. La intuición detrás de este ejercicio es asumir que las exportaciones a Francia de energía eléctrica se deben a un menor precio spot en nuestro país y, con la estimación del contrafactual lo que se quiere es visualizar si, aún sin la existencia del tope los precios españoles habrían sido más o menos baratos que los franceses.

No olvidemos que la diferencia de precios puede deberse a dos razones o la conjunción de estas. En primer lugar, que efectivamente esta diferencia que abarata relativamente el MWh en España esté motivada por el tope o, en segundo lugar, que el encarecimiento relativo del MWh francés pueda deberse también a razones coyunturales que habrían dominado en estos meses el mercado eléctrico francés.

La figura 11 muestra la serie del precio spot en España observado desde el 1 de marzo de 2022 hasta el 31 de agosto, así como el contrafactual estimado por un modelo que reproduce al empleado para el PVPC. Nuevamente puede comprobarse que el tope supuso con claridad una reducción del precio spot en España. Esta reducción es superior al del PVPC pues, como sabemos, este último incluye la compensación a las centrales que usen gas para la generación eléctrica.

Figura 11. **Evolución del precio mayorista observado en España y el estimado sin el tope al gas**

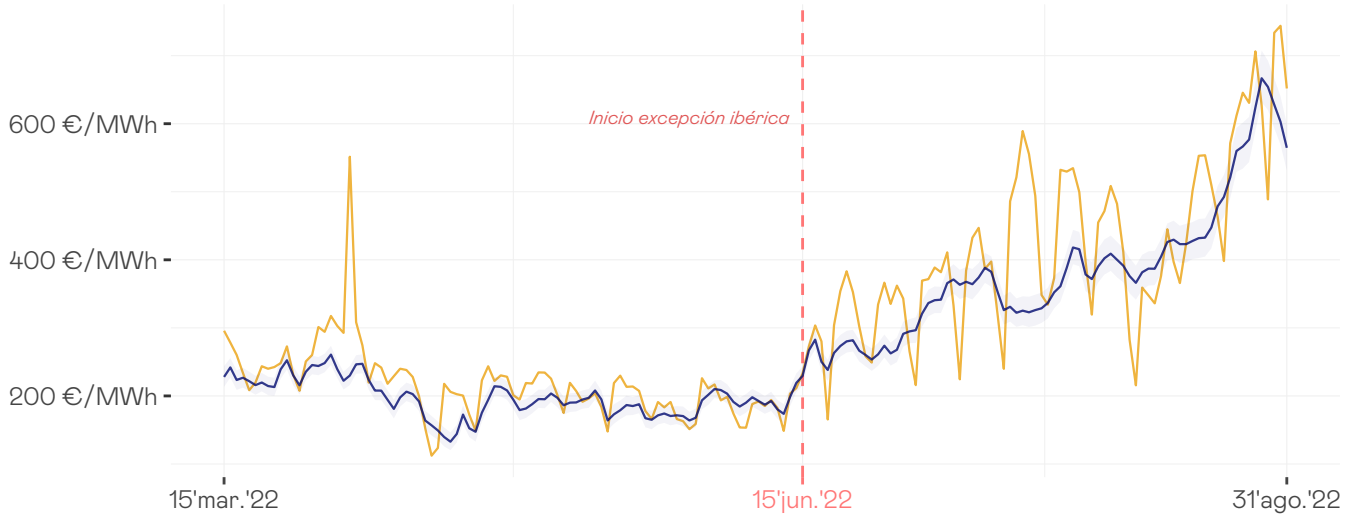


Fuente: Elaboración propia de los autores | EsadeEcPol

17 Consideramos las exportaciones realizadas hasta el 31 de agosto de 2022

La siguiente figura contrasta la serie contrafactual para el spot español con el spot francés. Varias cuestiones merecen ser explicadas a partir de lo observado. En primer lugar, el precio francés habría sido superior al español la mayor parte de estas semanas transcurridas desde el 15 de junio. Concretamente, 55 días de los 78 representados el spot francés habría sido, con casi toda probabilidad, superior al spot español incluso sin el tope. Del resto, 22 días, 19 corresponden a sábados y domingos, días en los que la demanda francesa baja lo suficiente como para que su sistema, con un aún importante remanente nuclear, pueda satisfacerla a precios bajos.

Figura 12. **Comparación del precio mayorista observado en Francia y el estimado sin el tope al gas en España**



Fuente: Elaboración propia de los autores | EsadeEcPol

Resulta llamativo, no obstante, el pronunciado cambio de comportamiento en los precios franceses, en particular desde la introducción de tope al gas. Aunque podría deberse a otros motivos difíciles de observar, **no podemos descartar que el tope haya podido suponer un cambio estratégico en la producción del sistema eléctrico francés.** No olvidemos que la parada técnica de no pocas centrales nucleares en Francia entró en vigor a finales de abril, lo que explicaría que, si bien las restantes en funcionamiento pudieron solventar con creces la demanda de los fines de semanas, estas no pudieron cubrirla adecuadamente el resto de los días, lo que explicaría, por un lado, tanto el cambio en el perfil de la serie y, por otro lado, el aumento de las exportaciones. Por ello es factible considerar que el aumento de las exportaciones a Francia no haya sido única y exclusivamente consecuencia directa del aumento en las diferencias de precios spots entre ambos países, ya que estos incentivos habrían existido con mucha probabilidad sin el tope, sino además por un cambio francés en respuesta al tope al no financiar las compensaciones En cualquier caso, hay que tener en cuenta que el sistema francés está muy interconectado y por tanto no fija precio por sí mismo.

Ciertamente, es difícil discernir de manera conclusiva si el tope al gas ha ocasionado cambios en los flujos exportadores o no. Sí cobra evidencia mecánica el hecho de que se habría generado

un beneficio económico para los consumidores franceses y portugueses. Y el resultado observado en cualquier caso es que la importación francesa y su precio se modifican de manera nítida desde la entrada en vigor de la medida. Esto serviría de indicio para soportar el temor que expresan una vez más Eicke et al (2022) de "fugas" del dinero gastado en la compensación hacia Estados no miembros. Una fuga que puede ser notablemente mayor a la observada entre España y Francia simplemente porque las conexiones de países UE con países no UE son muchas más.

A esto debemos añadir que la isla energética ibérica con su excepcionalidad y el actual mecanismo u otros que lo reemplacen tendrán que acoplarse a un nuevo contexto energético europeo. Durante todo el curso 22-23 (y más allá) la UE considerará diversas medidas para tratar de frenar la escalada de precios y limitar el impacto sobre la población: una limitación de los ingresos de las tecnologías inframarginales, una limitación del precio del gas o reducciones de demanda son algunas que hoy están sobre la mesa. Analizar cómo interacciona el tope al gas con todas estas políticas y cómo se puede maximizar su efectividad ante esta nueva configuración de los mercados (si es que puede mantenerla en su formato actual) se antojan como tareas clave. En este sentido, dado que las intervenciones tendrán lugar a nivel europeo puede tener sentido flexibilizar algunas de las restricciones que se impusieron para su aprobación. Por ejemplo, aunque Francia aplique la minoración en la retribución de las generadoras inframarginales probablemente el precio mayorista permanezca por encima del español por lo que los incentivos a importar electricidad desde nuestro país se mantengan. Así, partiendo de un prisma de solidaridad europea seguiría sin tener sentido limitar las interconexiones pero sí sería necesario implementar mecanismos de financiación cruzada que produzcan equilibrios más justos y equitativos entre países: al fin y al cabo, tanto una posible extensión del tope al gas ibérico como otros mecanismos de los que se están considerando generarán flujos interfronterizos importantes, y por tanto transferencias entre países que deben ser reconocidas dentro del equilibrio económico y político europeo de manera explícita, solidaria y permanente.

Conclusiones

Según nuestras estimaciones basadas en un modelo de identificación causal, la medida más drástica de las tomadas dentro de Europa para manejar la escalada de precios energéticos provocada por Rusia, el tope de gas excepcional para España y Portugal, ha logrado su objetivo principal: los precios de la tarifa regulada PVPC fueron, de media, para el periodo vigente desde su inicio el 15 de junio hasta el 31 de agosto un 24,6 % menor del que se hubiera dado sin medida. Este menor precio, a pesar de la compensación incorporada en la factura, ha podido suponer un ahorro medio de unos 113,9 €/MWh al día lo que supone 8.881,1€/MWh acumulados desde el 15 de junio. Si asumimos un consumo de 8 KWh por hogar y día y 10 millones de hogares acogidos a la tarifa, el ahorro podría haber ascendido a casi 700 millones de euros, que podría ampliarse en lo sucesivo a medida que el efecto del tope se extienda al resto de precios en el mercado libre.

Ahora bien, la introducción del tope puede haber generado otros efectos menos deseados. El primero de ellos es el de un aumento en el uso de centrales de ciclo combinado a costa de un menor uso de la hidroeléctrica (no emisora de CO2) y de las centrales de cogeneración (más eficientes). Aunque no es tan evidente que, particularmente en el caso de la hidroeléctrica, la sustitución de estas tecnologías por la de ciclos combinados sea exclusivamente causado por el tope, no es menos cierto que la introducción de la medida en un contexto particular que eleve los incentivos a quemar gas puede estar amplificando los efectos descritos.

Finalmente, aunque la introducción del tope ha elevado los incentivos para una mayor exportación hacia Francia, estos podrían haber seguido existiendo sin su aplicación. Sin embargo, no podemos descartar que las decisiones de Francia sobre la producción de su mercado eléctrico no hayan sido igualmente estratégicas dada la existencia de un subsidio implícito: las compensaciones a las centrales de ciclo combinado las pagan los consumidores españoles. Por lo tanto, resulta factible que el aumento de las exportaciones a Francia sea debido tanto a un menor precio relativo creado con el tope como a un cambio de estrategia del país vecino para aprovechar esta eventual situación.

Esta reflexión nos lleva inevitablemente a la constatación de que **hay un dilema insalvable entre tratar de reducir el precio del gas a corto plazo y mantener los incentivos tanto para su ahorro como para la descarbonización.** Así, cuando el objetivo político europeo de independencia energética priorice el primero sobre los segundos, sería importante explicitar el coste que se asume, y para qué. En otras palabras: parece defendible que sin ese daño al incentivo de reducción de consumo de combustibles fósiles el impacto sobre la ciudadanía de un precio en escalada libre sería excesivo en términos socioeconómicos y, por tanto, dañaría la coalición favorable al ahorro y a la transición energética en el largo plazo, pero para sostener esta posición sería conveniente diseñar compromisos creíbles que intercambien medidas de emergencia hoy por otras de transición y reducción de demanda más sólidas mañana. Porque, para cerrar, es importante no olvidar que este será un juego de varias iteraciones: a España y a Europa les queda más de un invierno por delante para terminar de alinear los objetivos de descarbonización e independencia energética de manera justa, equilibrada y sostenible.

BIBLIOGRAFÍA

Brodersen, K. H., Gallusser, F., Koehler, J., Remy, N., & Scott, S. L. (2015). Inferring causal impact using Bayesian structural time-series models. The Annals of Applied Statistics, 247-274.

Collado, Galindo e Hidalgo (2022):. Cómo alinear los objetivos de independencia energética y descarbonización: retos clave y posibles vías para superarlos. ESADEEcPol Insight, junio 2022.

https://www.esade.edu/ecpol/es/publicaciones/como-alinear-los-objetivos-de-independencia-energetica-y-descarbonizacion-retos-clave-y-posibles-vias-para-superarlos/

Eicke, A.; Hirth, L.; Maurer, C.; Mühlenpfordt, J.; Schlecht, I. (2022). The Iberian electricity market intervention does not work for Europe. Vox.eu, 29 de Agosto de 2022

https://cepr.org/voxeu/columns/iberian-electricity-market-intervention-does-not-work-europe

Salas, R.; Jérez, M.; Álvarez, A. (2022). Actualización indicador ICAE del impacto del tope al gas en el precio de la electricidad. Blog ICAE, 1 de septiembre de 2022. https://www.ucm.es/icae/blog-1

Sandbu, M. The strange world of energy prices. Financial Times (25 de Agosto de 2022). https://www.ft.com/content/ac8a54c3-d1ee-4e11-aa28-44c385b9131a

Anexo metodológico

¿Qué es el Impacto Causal?

El método del impacto causal ofrece la posibilidad de implementar de forma sencilla para un modelo estructural con series temporales la estimación del efecto de una intervención "diseñada" para afectar en el comportamiento de una o varias de las series incluidas en dicho modelo. De forma simple, podemos decir que el efecto se mide a través del análisis de las diferencias entre un comportamiento que deberíamos haber esperado en la serie de tiempo y el realmente observado. Más técnicamente, el modelo utilizado lo que hace es generar una serie contrafactual a partir del momento de la intervención, lo que podríamos considerar como unas observaciones que deberíamos haber esperado si no hubiera habido intervención frente a las que realmente se han dado.

En este caso, el modelo que se ajusta es de serie de tiempo estructural bayesiano (BSTS) a una serie larga objetivo y donde esta puede ser explicada, a su vez, por otras variables exógenas. Así, partiendo del mejor modelo posible para la aproximación de la serie, a partir de la fecha de la intervención se realiza una inferencia sobre el contrafactual.

La ventaja de usar un modelo BSTS frente a otros modelos como análisis de series de tiempo tradicionales que estiman sus coeficientes a través de la estimación de máxima verosimilitud u otros más avanzados como el uso de redes neuronales que aprenden de secuencias de datos pasados como son los LSTM reside en la capacidad para generar una función de probabilidad posterior con la que no solo poder realizar un análisis de pronóstico, es decir, una estimación puntual de un dato, sino también la probabilidad que resulte de la estimación para una hipótesis dada. Este hecho permite conocer cuál será la probabilidad de que la contrafactual estimada sea significativamente diferente de los datos observados. Observando esta probabilidad podemos llegar a afirmar, o no, si el cambio observado es un resultado casual o, sin embargo, responde a un evento que solo la propia intervención podría explicar.

Los modelos BSTS, por otro lado, emplean un enfoque probabilístico para modelar un problema de serie de tiempo, es decir, devuelve una distribución predictiva posterior sobre la cual podemos muestrear para proporcionar no solo un pronóstico sino también un medio para cuantificar la incertidumbre del modelo, permitiendo además realizar de forma flexible modelos muy variados, como son simples modelos ARIMA, u otros más complejos.

Finalmente, los resultados nos permiten inferir la probabilidad de que la intervención sea casual o aleatoria o, por el contrario, derivada de un hecho fortuito que se pueda asociar al tratamiento. De este modo podremos valorar en términos no solo cuantitativos la distancia entre las series observadas y las esperadas, sino el intervalo de confianza para su diferencia y la probabilidad que nos permita inferir que estamos observando un tratamiento y, con ello, la causalidad de este.