

# Cómo alinear los objetivos de independencia energética y descarbonización: retos clave y posibles vías para superarlos

EsadeEcPol Insight #37 Junio 2022

## AUTORES

Natalia Collado  
EsadeEcPol

Jorge Galindo  
EsadeEcPol

Manuel Hidalgo  
Universidad Pablo de  
Olavide, EsadeEcPol

## RESUMEN EJECUTIVO

El nuevo **objetivo de independencia energética europea de Rusia** se suma a y debe **alinearse** con el ya establecido de **descarbonización** de nuestra economía. Esta alineación parece obvia en el muy largo plazo, pero en el corto y medio plantea **retos** para España y para el resto de países:

1. La **presión** inmediata al **alza de la inflación**, mayor por el desacoplamiento de Rusia, puede llevar (y está llevando) a **decisiones que incentivan las emisiones**.
2. Los **costes de la transición**, como los de las presiones inmediatas, no sólo son considerables, sino que **no se reparten simétricamente** entre la población: tienden a caer sobre los sectores socioeconómicos más vulnerables.
3. Los **mecanismos y decisiones** necesarias para implementar un *mix* que asegure descarbonización e independencia **no están lo suficientemente articuladas con la nueva situación ni con los costes diferenciales y asimétricos** que puede traer, especialmente a muy largo plazo (después de la próxima década) y en el nivel territorial.

Para enfrentarlos, **proponemos** considerar las siguientes líneas de acción:

- **Evitar el uso de control de precios y subvenciones** para mantener la señal de que los precios de los productos contaminantes y que nos llevan a depender de otros países (combustibles fósiles) reflejan estos problemas, dejando el manejo de la inflación en la medida de lo posible en manos de los Bancos Centrales.  
  
Esto nos debería llevar a valorar el coste que implica indexar transferencias masivas como las pensiones al IPC, algo que incentiva el recurso a controles de precios y subvenciones
- **Mejorar el diseño del mercado eléctrico** para asegurar que combina incentivos para la transición hacia energías no emisoras, protección a los más vulnerables, y progresiva independencia energética.
  - La “excepcionalidad ibérica” diseñada y pactada por los gobiernos español y portugués podría funcionar en ese sentido pero solo si el precio final después de la imposición de un tope al gas es lo suficientemente alto como para seguir incentivando la transición. Habría que vigilar de cerca la evolución de los precios desde el momento de su activación a tal efecto.
  - Alternativamente, se podrían utilizar los “beneficios caídos del cielo” (el excedente con el que cuentan las empresas en los picos de precio) para financiar transferencias directas a la población afectada, lo cual respetaría la señal de precios y esquivaría el riesgo de dejar de incentivar la transición. Esto, sin embargo, podría estar expuesto a inseguridad en el plano jurídico, así que habría que considerar la posibilidad de implementar las transferencias igualmente financiadas vía impuestos, o emplear otros instrumentos

- **Reducir las asimetrías en el impacto mediante transferencias compensatorias** para los sectores más vulnerables del tejido social: antes incluso que hacerlas más generosas o añadir nuevos programas habría que garantizar y ampliar su acceso, haciéndolo efectivo para el tercio o la mitad de menor ingreso de la distribución de hogares.
- **Ganar poder de demanda mediante el establecimiento de un cartel europeo para la compra de gas**, que podría complementar a otras medidas (arancel o desconexión con Rusia), lo cual permitiría mantener una mayor presión a la baja sobre los precios. Los ahorros correspondientes (o parte de ellos) podrían destinarse a inversión en energías limpias.
- **Definir un *mix* energético realista y justo**, que mantenga a las renovables junto a la posibilidad de aprovechar las sinergias entre el gas y el impulso al hidrógeno, estableciendo un tránsito gradual del primero al segundo, en las que España puede jugar un papel gracias a su capacidad de regasificación. La situación actual de la política nuclear en España debería también reevaluarse a la luz de lo que podría aportar para el nuevo objetivo de independencia energética.
- **Invertir más en racionalización de la demanda y eficiencia energética**, especialmente a través de impuestos progresivos y bien dirigidos, mejora de la información disponible para consumidores, y acciones de rehabilitación de vivienda.

# Introducción

La invasión de Ucrania está teniendo un enorme impacto económico y social en la Unión Europea en su conjunto, y en cada uno de sus países miembros. Rusia es el mayor proveedor de combustibles fósiles de la UE, especialmente de petróleo y gas. Pero, como dijo la Presidenta de la CE, Ursula von der Leyen, en sus declaraciones a la prensa el 8 de marzo, "no deberíamos depender en algo tan esencial como la energía de un socio en el que no podemos confiar". Desde el acuerdo a nivel de la UE que precedió a estas declaraciones, se fijó un objetivo político para todos los países miembros: la independencia energética de Rusia. En consecuencia, se puso en marcha "un plan para independizar a Europa de los combustibles fósiles rusos mucho antes de 2030, empezando por el gas, a la luz de la invasión de Rusia en Ucrania", como se afirma en el comunicado de prensa de lanzamiento de la iniciativa RePowerEU de ese mismo mes.

Este amplio (pero claro) objetivo político debía y debe alinearse con los objetivos de descarbonización, más concretamente con los de transición energética expuestos en el European Green New Deal, el principal instrumento de la UE (y de sus países, claro) para descarbonizar su economía. El comunicado de prensa de RePowerEU de mediados de mayo así lo afirmaba: "Hay una doble urgencia para transformar el sistema energético europeo: acabar con la dependencia de la UE de los combustibles fósiles rusos, que se utilizan como arma económica y política y cuestan a los contribuyentes europeos casi 100.000 millones de euros al año, y hacer frente a la crisis climática".

La experiencia de la pandemia ha abierto una vía de reacción dentro de la UE y sus países que debe volver a aprovecharse en esta nueva crisis. Las respuestas coordinadas y el encuadramiento de estas respuestas en un objetivo común deben definir la respuesta económica de los 27 a este nuevo desafío. Esta respuesta, que debe ofrecer medidas tanto a muy corto plazo como a medio y largo plazo, debe tener como objetivo minimizar las consecuencias económicas de la invasión, así como reforzar nuestra posición en las próximas décadas.

Sin embargo, alinear estos dos fines no está resultando nada trivial. En este documento ofrecemos una visión panorámica de los principales retos para combinar descarbonización e independencia, reflexionando también sobre el potencial de las vías para abordarlos. Adoptamos una perspectiva centrada en España sobre un problema evidente e inevitablemente europeo, pero al mismo tiempo profundamente enraizado y condicionado por las dinámicas de cada Estado miembro.

# Los cuellos de botella clave

Ciertamente, el nuevo objetivo de la independencia energética plantea una oportunidad para la descarbonización, pero sólo bajo condiciones específicas que se pueden resumir en las siguientes:

- Disponibilidad y voluntad para invertir en la transición energética
- Claridad sobre cuáles son los instrumentos de producción energética que permiten lograr ambos objetivos al mismo tiempo
- Un equilibrio progresivo en los costes a asumir durante la transición y después

No está claro que estas condiciones se estén cumpliendo ahora mismo. De hecho, hay al menos tres problemas inmediatos que interfieren en estas condiciones necesarias para producir la alineación:

1. Dadas las condiciones mencionadas, el alineamiento es considerablemente más fácil de conseguir a medio y largo plazo. Por el contrario, a corto plazo, la presión al alza de la inflación podría producir el resultado contrario, ya que los países recurren inevitablemente a una serie de mecanismos para reducir el precio de los combustibles fósiles.
2. El desfase entre el largo y el corto plazo, afectado por la inflación, arroja más dudas sobre la mejor combinación energética que servirá para ambos objetivos en la nueva situación. Las energías renovables son la opción obvia, y la que se presenta con más frecuencia como la alternativa para conjugar los objetivos de descarbonización e independencia energética. Sin embargo, hay al menos dos barreras cruciales para consolidar esa elección que cobran especial relevancia hoy:
  - Aunque sobre el papel las fuentes renovables pueden cumplir con las expectativas de suministro que existen para la próxima década, quedan dudas sobre cómo de factible o soportable será aumentar esas expectativas (debido al nuevo objetivo de independencia, que imprimirá presión de demanda sobre renovables). Esto es especialmente cierto allá donde existan barreras específicas al despliegue de energías renovables asociadas a problemas específicos, muchas veces de impacto asimétrico percibido de su desarrollo, a nivel territorial.
  - A muy largo plazo (más allá de una década), para facilitar que la tecnología esté o estará pronto en su fase necesaria para construir los sistemas de generación y sobre todo de almacenamiento necesarios para que las energías renovables sean dominantes, se necesitan una serie de materias primas críticas que tendrán que ser importadas a la Unión Europea. Por lo tanto, la interdependencia aparece como inevitable, al menos hasta cierto punto. Como aspecto más general, no debemos olvidar que el comercio abierto sigue siendo un instrumento político prioritario para los países europeos, considerado como algo bueno por sí mismo, en contraste con el nacionalismo o los enfoques centrados en la soberanía. En otras palabras: ya sea en términos prácticos o políticos, siempre

habrá un límite al grado de independencia energética del que pueden disfrutar todas las naciones europeas.

3. Existen riesgos de transición bien conocidos asociados a la descarbonización, siendo la inflación impulsada por la energía el principal de ellos. Los costes que podrían acarrear no se distribuirán simétricamente en la sociedad. Como tampoco lo está siendo el ciclo inflacionario actual en España y Europa (Collado y Martínez, 2022). Combinar la descarbonización con la independencia puede retroalimentar estos riesgos, o al menos la percepción de los mismos, y su impacto desigual acarreará costes primero sociales, pero también políticos, restándole apoyo potencial a la consecución de ambos objetivos.

Además, el papel y las consecuencias de estos tres retos variarán en cada país según las condiciones de partida, con el consiguiente riesgo de desajuste intra-comunitario. Es por ello que resulta imprescindible partir de una consideración cuidadosa de la situación intra-nacional para producir los desbloques necesarios.

En ese sentido, el caso español sirve de ejemplo casi perfecto para observar la manera en que pueden operar estas barreras: la presión al alza de los precios internacionales de combustibles fósiles abocó tanto a la ciudadanía como a los decisores públicos a confrontar las presiones inmediatas que pedían respuestas preñadas de riesgos para la desalineación. A continuación, consideramos cómo se ajusta el qué se hizo con lo que quizás se debería haber hecho.

## Cuidar la señal de precio

En el paquete de medidas de primera línea tomadas por el gobierno español para atajar los efectos inmediatos sobre los precios energéticos de la invasión rusa de Ucrania se destacaban dos: la subvención a carburantes de todo tipo de 20 céntimos de euro por litro y los límites al precio del gas en el sector eléctrico. Centrándonos primero en la subvención, como explicamos en Hidalgo et al (2022), independientemente de lo efectiva que sea en su cometido inmediato, la subvención dañaba profundamente la señal de precios sobre una de las energías con más carga de emisiones. Lo mismo habría sucedido con alternativas más radicales como el control de precios.

Podría argumentarse que el manejo de la inflación era en el contexto actual un bien de política pública superior al resto, y por tanto valía la pena el sacrificio. Pero las estimaciones de reducción de la inflación gracias a la medida recogidas en Hidalgo et al (2022) apenas llegan a un punto porcentual. No está claro que para ese beneficio valga la pena el daño infringido a la descarbonización. A cambio, el Banco Central Europeo puede añadir un motivo más a los que ya tiene para tomar posiciones decididas contra la inflación: evitar o desincentivar el uso de este tipo de políticas entre los Estados miembros.

Aún más: como referimos en Hidalgo et al (2022), parece razonable suponer que una de las razones centrales para aprobar esta medida era cortar o aminorar una escalada del Índice de Precios al Consumo que redundara en un aumento de todo aquello indexado al IPC, empezando por las transferencias de pensiones, tal vez cabría añadir al debate en marcha sobre el cálculo

del importe de la pensión los costes que tiene mantenerlo asociado al IPC en un contexto de alta inflación motivada por la energía. Lo que demuestra el recurso a la subvención de carburantes es que la indexación de transferencias como las pensiones incentiva el daño a la señal de precios sobre energías contaminantes, afectando al objetivo de descarbonización.

En cualquier caso, si las políticas de mejora de las emisiones son absolutamente necesarias, lo conveniente es establecerlas con un margen muy limitado, acotado en el tiempo. En ese sentido, las sugerencias ya flotadas por el Gobierno español de extensión del plazo de duración de la subvención son preocupantes, pues crean un precedente de incertidumbre sobre la prioridad que tienen los objetivos de descarbonización. Los plazos establecidos deberían cumplirse, o en cualquier caso ajustarse desde un inicio para que resulten realistas, de manera que los actores no modifiquen sus expectativas ni adquieran más razones para defender el mantenimiento de este tipo de políticas.

## Mejorar el diseño del mercado de la electricidad

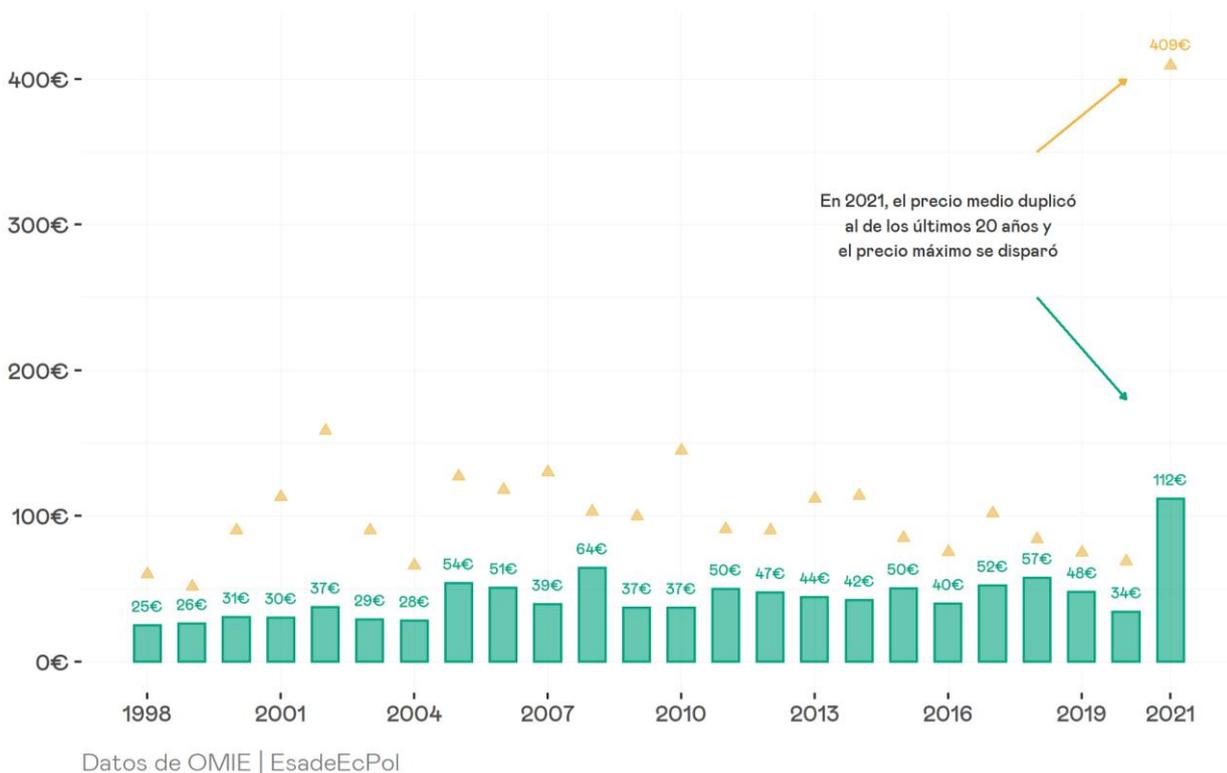
Desde mediados de 2021, el aumento del precio de la luz y la necesidad de una reforma del mercado eléctrico son temas recurrentes en el debate público. Esto ha sido así no solo en España sino también en el resto de la Unión Europea. Sin embargo, dado el relativo aislamiento de la Península Ibérica del resto del continente y el desigual impacto que esta subida está provocando en la población, nuestro país es quien más a favor se ha posicionado de una reforma del mercado y de medidas excepcionales para bajar los precios. A continuación, desgranamos los problemas que rodean al actual diseño del mercado eléctrico en el contexto de alineación de objetivos de descarbonización e independencia, haremos una valoración de si la medida aprobada para frenar la escalada de los precios, la denominada excepcionalidad ibérica, es la respuesta más adecuada al problema en el contexto actual, y añadiremos posibles rutas a tomar para mejorar el actual equilibrio.

El mercado eléctrico en toda la UE se rige por un sistema marginalista donde la tecnología más cara es la que determina el precio final que perciben todas las tecnologías. Con cierta lógica, al menos teórica, este diseño del mercado ha sido defendido por varios motivos como el mejor posible para el diseño de la retribución en la generación eléctrica. El principal, si se aceptan los conceptos teóricos básicos del funcionamiento de un mercado, es que un diseño marginalista (el coste marginal de la última empresa en acceder al mercado decide el precio en este) estaría mandando las señales e incentivos adecuados. ¿Cómo lo hace? Premia a las empresas más eficientes e incentiva por ello el cambio tecnológico y, por ello, el crecimiento a largo plazo. El problema, obviamente, es que aterrizar estas ideas a la realidad de un mercado eléctrico como el existente es, cuando menos, complicado. Veamos por qué.

Históricamente, este diseño ha cumplido su cometido y ha posibilitado el desarrollo de las energías renovables con precios relativamente estables y bajos en el mercado español. Como se puede observar en el gráfico siguiente, la media histórica del precio marginal se ha situado alrededor de los 50€/MWh con precios máximos en el entorno de los 100-150€/MWh. Sin

embargo, en 2021 el precio medio de casación se duplicó hasta alcanzar los 112€/MWh sembrando la duda sobre la adecuación del diseño marginal. Las causas detrás de esta subida son el incremento del precio del gas y, de forma secundaria, de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>. A simple vista, podría parecer que estos factores por sí mismos no tendrían por qué afectar al precio de la luz. Sin embargo, son clave a la hora de determinar el precio de la electricidad. Al no disponer todavía de suficiente generación de origen renovable para cubrir la totalidad de la demanda necesitamos otras fuentes de energía que aseguren el suministro. Estas son, entre otras, las centrales de ciclo combinado que utilizan el gas como combustible y necesitan permisos de emisión para producir. Si aumentan los costes de producción para estas empresas a través del incremento del precio del gas y/o los derechos de emisión, esto se trasladará inmediatamente al mercado mayorista. El resultado es una correlación casi perfecta entre el precio del gas y el de la electricidad pese a que esta fuente de energía solo supuso algo más del 10% de la producción total en 2021. Es más, dado que el resto de las tecnologías reciben el precio que marca el gas, están obteniendo unos beneficios extraordinarios o caídos del cielo muy significativos.

**Gráfico 1**  
Precio medio y precio máximo en el mercado diario



Además, sabemos muy bien que el mercado mayorista de energía eléctrica está muy lejos de ser un mercado de libre competencia, fundamento base que justifica la identificación del marginalismo de los mercados con la eficiencia. Aunque los mecanismos diseñados para determinar oferta y demanda de electricidad buscan acercarlo a lo que es por definición un mercado oligopolístico, con unos pocos productores, a uno más competitivo, es imposible asegurar que esto se pueda lograr.

Otra cuestión es que en una situación de competencia oligopolística el diseño marginalista podría crear incentivos para la diversificación interna de las empresas en lugar de para la competencia entre ellas. Haciendo eso podrían maximizar el retorno y la posibilidad de obtener más beneficios en las divisiones apoyadas por tecnologías más baratas.

Este diseño también podría estar afectando al mercado minorista de distribución ya que se abren oportunidades de “expulsión” de aquellas empresas cuya principal tarea es la mera distribución finalista de la energía. Las grandes corporaciones que cuentan con divisiones en segmentos de generación y de comercialización tienen una ventaja competitiva. Estas pueden mantener temporalmente a sus comercializadoras en pérdidas financiadas por los beneficios caídos del cielo de las unidades generadoras al ofrecer a sus clientes precios, coyunturalmente, inferiores a los costes, pero superiores a largo plazo (trasladan beneficios al largo plazo). En cambio, las comercializadoras sin generación no pueden soportar por mucho tiempo comprar caro y vender barato. Esto podría generar la desaparición de empresas en este segmento del mercado, aumentando la concentración en el mismo y, por ello, reduciendo la competencia y elevando el coste de los consumidores, algo que podría haberse evitado si las comercializadoras se hubieran cubierto convenientemente contra este riesgo.

Adicionalmente, por el lado de la demanda hay factores que debilitan la validez del sistema. En primer lugar, no debemos olvidar que la demanda de electricidad es muy inelástica, es decir, que variaciones en el precio de la luz no generan grandes variaciones en el consumo, lo que facilita el aumento de los márgenes comerciales y por ello la transferencia de rentas desde los consumidores a los productores cuando los precios son elevados. En segundo lugar, un sistema de precios fijados por horarios dificulta, paradójicamente, la transparencia, ya que resulta complejo para un gran conjunto de la sociedad ajustarse a los mismos, salvo que se normalice un comportamiento determinista por horarios y, a priori, los consumidores sean conscientes de los mejores momentos para segura su demanda. Básicamente, la información asimétrica en precios por horarios, ayudado por la incapacidad de un almacenaje eficiente de la electricidad unido a la inelástica demanda, hace que el consumo esté cautivo en este mercado.

Finalmente, este sistema manda señales confusas al consumidor sobre la necesaria electrificación de la economía. Si realmente queremos transitar hacia un consumo responsable con el medioambiente debemos mandar las señales adecuadas. Con el gas a 200 euros no lo lograremos, paradójicamente, porque la percepción del consumidor termina en la electricidad cara, no en el gas de origen.

A esto debemos sumar el hecho de que el actual incremento no está afectando a toda la población de igual manera. En el mercado minorista español existen dos tipos de tarifas, la regulada y la ofrecida por empresas comercializadoras en el mercado libre. La primera, denominada Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), engloba a aproximadamente un 40% de los consumidores residenciales, y está indexada al precio del mercado mayorista por lo que fluctuaciones en este se reflejan automáticamente en la factura. La segunda, engloba una gran variedad de tarifas, entre ellas las de precio estable, que protegen de la volatilidad del mercado el tiempo que dura el contrato. A medida que estos se renuevan, las tarifas reflejarán la nueva situación del mercado. Dentro del primer grupo se

encuentran los consumidores vulnerables ya que el acceso al bono social eléctrico, es decir, el descuento proporcionado por el gobierno en la factura, está condicionado a la contratación del PVPC. Esto nos lleva a la siguiente paradoja: los segmentos más vulnerables son los que sufren de forma inmediata los aumentos de precios. A los efectos negativos que esto tiene sobre la economía hay que sumar el descontento y la presión sobre los hogares que cuentan con menos recursos para hacer frente a la situación. Esto explica la necesidad de aprobar algún mecanismo o política que actúe de cortafuegos entre el precio de la electricidad y el precio del gas o que compense a los más afectados.

Una posibilidad es transferir excedente del productor al consumidor lo que reduciría los costes de uso de estos últimos sin necesidad de generar demasiadas ineficiencias en el mercado. Del mismo modo que las empresas practican la discriminación de precios para capturar los excedentes de los consumidores, podría establecerse un mecanismo que permitiera hacer lo mismo hacia las empresas. No olvidemos que estos excedentes se obtienen por el simple hecho del elevado coste de una de las tecnologías que supone solamente algo más de un 10% de las necesarias para generar la electricidad. La propuesta finalmente llevada a cabo por el gobierno junto con su homólogo portugués va en esa dirección. Frente a un mero control de precios, se diseña un tope para el margen que, definido convenientemente, no supone necesariamente una eliminación de los beneficios del resto de tecnologías, mientras con los recargos adecuados en la factura de los consumidores se asegura la rentabilidad de las divisiones o generadoras con gas. A priori, este diseño no debería afectar a los adecuados incentivos si finalmente el precio pagado sigue estando por encima de los costes del resto de las tecnologías asegurando una rentabilidad mínima a estas mientras no se deja caer a las generadoras con gas en terreno de pérdidas. En resumen, se limitaría la transferencia de rentas entre consumidores y empresas y se limaría el aumento de la inflación.

Sin embargo [los riesgos tras la medida existen](#). Por ejemplo, la subvención al gas y al carbón podrían incentivar al aumento de la oferta en estas tecnologías si el precio final es inferior al coste, casi en el que habría derecho a cobrarla. No existiría, por lo tanto, incentivos al ahorro cuando esto ocurriera. La consecuencia es que durante el periodo de vigencia podrían eliminarse los incentivos al uso (inversión) de tecnologías más baratas. En segundo lugar, si el precio final con el tope no es lo suficientemente elevado, podría afectar a las inversiones en tecnologías situadas entre las de menor coste marginal y aquellas como el carbón y el gas cuyos beneficios estarán subvencionados. Finalmente, una reducción en el coste de la factura de la luz, aunque posiblemente justificada por todo lo anterior, no debería incentivar el ahorro, por mucho que el precio esté artificialmente elevado por el aumento de la tecnología marginal, el gas. Esta cuestión debe considerarse a la hora de estimar los beneficios netos de la medida. Por último, el sistema imprimirá un incentivo para exportar hacia Francia dada la diferencia de precios, puesto que el precio 'topado' deberá mantenerse en la exportación por requerimiento de la Comisión Europea.

Alternativamente, se podrían utilizar los beneficios caídos del cielo para financiar transferencias directas a la población afectada, como ha hecho Italia. Esta medida, aunque cuenta con ciertas dificultades de implementación y podría suponer un desafío jurídico y legal, no dañaría la señal de precios, permitiría esquivar los riesgos planteados en el párrafo anterior y no supondría ningún cargo a los presupuestos generales del estado. Otras posibilidades en

una dirección similar serían el establecimiento de contratos a medio plazo indexados a precio del gas como instrumento para extraer rentas y no afectar a la señal de precio, o contratos por diferencia (CFDs) que apliquen a la generación por hidroeléctrica o nuclear.

A medio plazo, será necesario valorar una reforma del mercado ya que no podemos olvidar que el abandono de los combustibles fósiles va de la mano de la electrificación de la economía algo que, con los actuales precios, puede generar rechazo en la sociedad y poner en riesgo la aceptación de los objetivos de descarbonización.

## Reducir las asimetrías en el impacto

La posibilidad de emplear los beneficios caídos del cielo a modo de compensación es solo uno de los ejemplos de políticas de transferencias a desarrollar para minimizar las diferencias en los costes asociados a la descarbonización y a la independencia energética. Cabe anticipar que estos costes serán sufridos por mayor intensidad por las rentas más bajas: directamente, porque la energía supone una porción mayor de sus gastos en el hogar, e indirectamente, porque también sufren con mayor intensidad cualquier escalada de precios que penetre en el resto de bienes y servicios. A largo plazo, podría argumentarse, también se beneficiarán más una vez la transición se haya completado, pues estos segmentos están expuestos con mayor frecuencia a los efectos perniciosos de las emisiones; además, la expectativa tecnológica es que el mundo descarbonizado sea también de energía más barata, una vez que los costes fijos de la transición estén amortizados. Pero hasta entonces falta demasiado tiempo como para no dedicar una atención especial y la inversión correspondiente para producir una transición (y ahora también un desacoplamiento) justo, tal y como contempla ya el European Green New Deal.

Traducido a decisiones específicas, esto quiere decir antes incluso que un aumento de transferencias, una reconsideración de las que ya existen para facilitar y asegurar el acceso. En España, por ejemplo, el Gobierno amplió temporalmente los beneficios de su bono social eléctrico diseñado para los hogares de menor ingreso, y también los del Ingreso Mínimo Vital. Pero ambos presentan problemas serios de acceso y limitaciones en los requisitos de entrada, lo que rebaja dramáticamente el alcance de estas medidas compensatorias (Hidalgo et al, 2022). Así, antes que añadir nuevos programas a la lista, sería imprescindible mejorar el alcance de las que hay. Para ello sería útil reconsiderar (1) los requisitos sobre el papel, considerando la posibilidad (avanzada en Hidalgo et al, 2022) de convertir estas medidas en accesibles por defecto en lugar de beneficios a solicitar activamente por parte de los hogares; (2) la burocracia efectiva para recibirlas; y (3) el formato específico. En este último punto, es necesario aceptar que los sistemas de descuento como el establecido en el bono social eléctrico siempre será menos efectivo para los vulnerables que un cheque, como el que se extiende hoy en día para apoyo 'térmico' (de calefacción) a estos mismos segmentos.

Ciertamente, las transferencias, como cualquier aumento de la renta disponible de los hogares, pueden ser inflacionarias. Este es un riesgo a tener en cuenta a la hora de activarlas y fomentarlas. Mantenerlas desvinculadas del IPC y centrarlas en ampliaciones de acceso debería ayudar a rebajar, aunque no eliminar, este peligro.

# Ganar poder de demanda

Hasta ahora hemos valorado medidas que asumen la demanda energética como dada, pero es imprescindible convertir en variable esta constante. Un impulsor central en cualquier escalada de precios energética es la concentración de la oferta y su contraste con la dispersión de la demanda. Si los oferentes están concentrados en uno solo o cartelizados, pero los consumidores están dispersos y descoordinados, les resulta mucho más sencillo a los primeros ser fijadores de precio y a los segundos no les queda sino ser precio-aceptantes.

Es por ello que propuestas en la dirección de coordinar la demanda de fuentes energéticas europea, como la que lanzaron hace poco Cramton *et al* (2022), son tan interesantes. En su caso el foco está en cómo lograr contrarrestar el poder que Rusia actualmente (aún hoy) disfruta frente a la UE. Como mecanismo complementario a un arancel sobre el gas ruso, proponen acordar un ultimátum basado en un precio específico por debajo del actual para el gobierno ruso, dejando una parte de la reducción correspondiente (hasta la totalidad de la misma) en una cuenta de depósito en garantía si se desea condicionar el descuento a un objetivo político específico (como el retiro completo de las tropas rusas de Ucrania). Después, el *cartel* europeo procedería a comprar gas. El precio puede cambiar mes a mes, y los países (el *cartel*) actuaría en representación de aquellas compañías públicas o privadas que quieran comprar en cada momento.

Más allá de su aplicación específica a Rusia o más general, la coordinación de la demanda europea con este modelo u otro similar sería de considerable ayuda para nivelar un campo de juego que hoy en día está profundamente desequilibrado a favor de la oferta. La invasión rusa y el objetivo de independencia, de hecho, apenas ofrece una ventana de oportunidad política nunca antes vista para algo que podría haber ayudado a los países europeos, a sus compañías y consumidores, desde hace décadas.

Podría argumentarse que, al ganar poder de demanda, se daña la señal de precios asociada con un combustible fósil, perversamente incentivando más demanda. Para evitar o reducir este riesgo, el establecimiento del *cartel* debería venir atado a un proyecto de redefinición del *mix* energético que desemboque en descarbonización. La cuenta de garantías, en lugar de destinada a compensar o a incentivar la salida rusa del territorio ucraniano como sugieren los autores de la idea original, podría total o parcialmente ir a financiar inversión en nuevas energías.

# Definir un mix realista asumiendo que la independencia total es inviable

Eliminar los combustibles fósiles rusos de nuestro mix energético supone aumentar la presencia de otras fuentes energéticas (o de distinto origen) en el mismo. Para ello debemos tener en cuenta que es necesario hacer efectivo el despliegue de las energías renovables, que este proceso será costoso económicamente, que requerirá de una reflexión profunda sobre el rol de la energía nuclear, y que necesitaremos aprovechar las sinergias entre el gas y el hidrógeno renovable.

## *Hacer efectivo el despliegue de las energías renovables*

El Plan Nacional integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) establece que la descarbonización del sector eléctrico será resultado de la penetración de las tecnologías renovables. En concreto, el objetivo es que la generación eléctrica renovable hasta 2030 sea el 74% del total. Para ello define una estrategia en base a tres ejes: el impulso de grandes proyectos de generación, el despliegue del autoconsumo y la generación distribuida, y, medidas de integración de las renovables en el sistema y el mercado eléctrico.

Según datos de Red Eléctrica, en mayo la capacidad instalada renovable es de 65GW, cerca de un 60% del total. El escenario contenido en el PNIEC prevé que en 2030 la capacidad instalada renovable sea de 120GW. Así, en los próximos 8 años debemos incorporar 7GW anuales de fuentes renovables al sistema eléctrico. En 2021, no llegamos a 5 los GW instalados por lo que debemos acelerar el ritmo para conseguir el objetivo dispuesto en el plan. Numerosas voces del sector han señalado que el problema no es de apetito inversor sino por cuellos de botella en la tramitación administrativa de permisos. En este sentido, en el marco del recientemente publicado plan [REPowerEU](#), la Comisión ha elaborado una [recomendación para la aceleración de los procedimientos de concesión de permisos para los proyectos de energías renovables](#).

Una de las medidas contempladas en la recomendación para facilitar los permisos es que deja de ser necesaria una evaluación de impacto ambiental. Sin embargo, esto puede ser contraproducente y aumentar el rechazo por los parques renovables que ya está surgiendo en algunas zonas del país y se presenta como la principal barrera para su desarrollo. Es indudable que estas instalaciones tienen un impacto en el territorio y que esto debe ser abordado para evitar que desemboque en un gran freno en su desarrollo. Tal y como señala Linares (2021), sería necesario fortalecer el diálogo local, hacer partícipes a la comunidad en la toma de decisiones y hacer accesible la información. Además, habría que hacer partícipe a la población de los beneficios del proyecto. Fabra *et al.* (2022) señalan que, los efectos en términos de empleo local pueden ser modestos y que puede considerarse compensar a los municipios para hacer una distribución más equitativa de los beneficios. ¿Cómo hacerlo? Los autores consideran diversas opciones como promover las comunidades energéticas locales, reducir los precios de la electricidad para los residentes locales, reservar cuotas para los proyectos locales en las subastas de energías renovables realizadas a nivel nacional, o

priorizar el acceso a la red a aquellos proyectos que prometen proporcionar mayores beneficios locales. Estas últimas dos opciones ya se han puesto en marcha en España durante el pasado año.

También conviene considerar otra dificultad para el despliegue de las energías renovables: el acceso a las materias primas necesarias (litio, cobalto, cobre, tierras raras...) para la construcción de los parques y el almacenamiento. La producción de dichos materiales críticos está concentrada en unos pocos países por lo que es necesario establecer una estrategia para asegurar el suministro. Para ello, una buena opción sería, aprovechando la experiencia desarrollada para las compras de gas, formar un cartel de demanda a nivel europeo que minimice la vulnerabilidad de acudir al mercado de forma individual.

Aun así, es posible que quede un *gap* de demanda que cubrir, que las expectativas establecidas por la independencia sean demasiado altas para la producción efectiva de renovables. Es por ello que no debemos dejar de considerar la disponibilidad a corto y medio plazo de recursos, ni tampoco olvidar la posibilidad del combo gas-hidrógeno ni de la nuclear.

## *Disponer de los recursos necesarios*

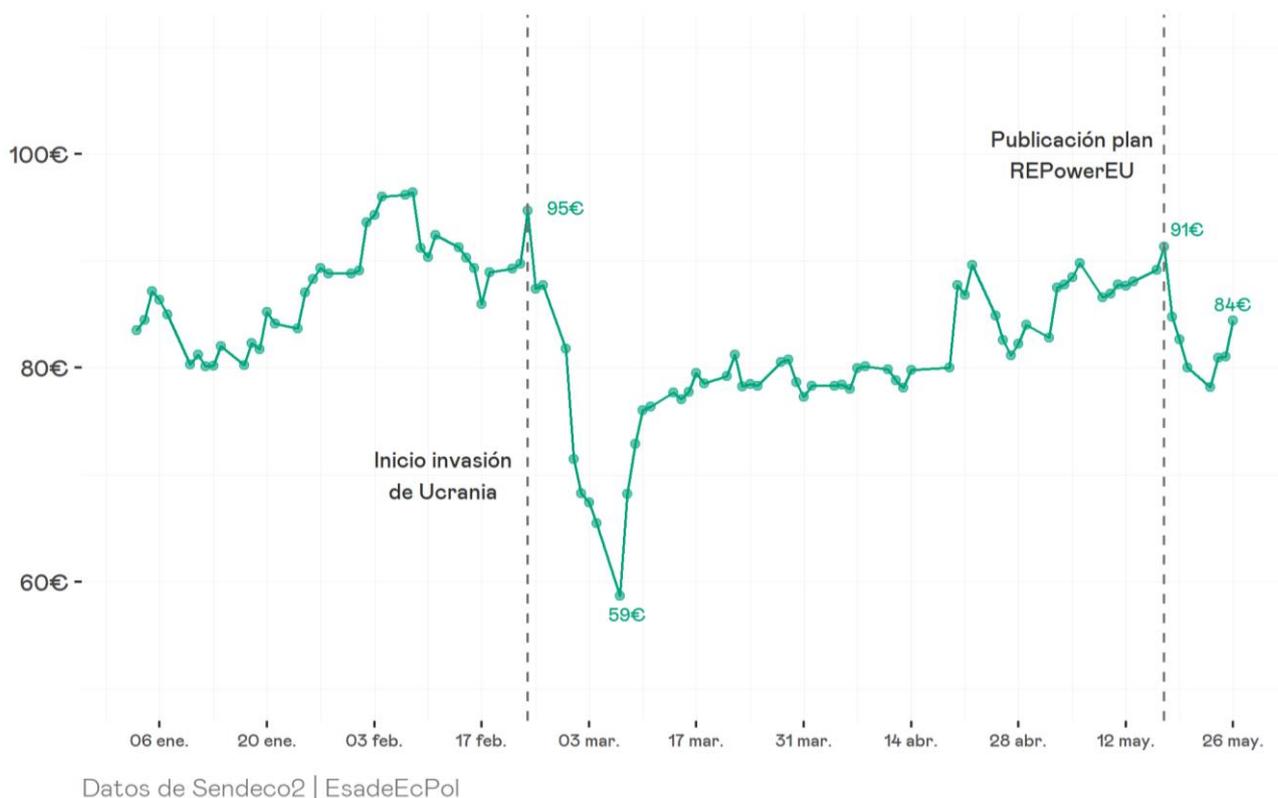
Desde el punto de vista económico, lo primero que debemos asumir es que los estados miembros tienen distinto grado de dependencia de las exportaciones energéticas rusas y que, por tanto, estamos ante una crisis asimétrica. Mientras que el gas ruso supone alrededor de un 10% de las importaciones totales de este combustible en España, en países de Europa central y del este la cifra supera el 50%. Así, el camino hacia la independencia energética de Rusia golpeará más duramente a las economías centrales y del este. No obstante, la línea de actuación debe ser similar a la seguida con la crisis de la COVID-19, con la solidaridad y la coordinación como valores de referencia.

Esta es precisamente lo que trasluce en el plan REPowerEU, hoja de ruta para reducir rápidamente nuestra dependencia de los combustibles fósiles rusos acelerando la transición energética. En él, la Comisión Europea estima que serán necesarios 210 mil millones de euros en inversiones hasta 2027. Aprovechando la arquitectura puesta en marcha durante la pandemia, los recursos provendrán, fundamentalmente, del Mecanismo de Recuperación y Resiliencia (MRR). Este instrumento dispone de unos 225 mil millones de préstamos sin utilizar a los que se podrán sumar hasta 20 mil millones de euros en forma de subvenciones provenientes de los ingresos de la venta de permisos de emisión de CO<sub>2</sub> de la reserva estratégica. Este último punto, sin embargo, peca de estar poco alineado con los objetivos de descarbonización del Green New Deal al aumentar el número de permisos en circulación. La reacción del mercado no se hizo esperar y, tras la publicación del plan, el precio del CO<sub>2</sub> ha caído casi un 8%<sup>1</sup>. Sería conveniente seguir de cerca la evolución de este mercado y reconsiderar esta vía de financiación al eliminar los incentivos inherentes para la descarbonización de los sectores sujetos al sistema de comercio de derechos de emisión.

---

<sup>1</sup> Según los datos disponibles hasta el 26 de mayo, fecha en la que se elaboró la presente publicación

**Gráfico 2**  
Precio de los permisos de emisión de CO<sub>2</sub>



## *Aprovechar las sinergias entre el gas y el impulso al hidrógeno*

Durante los últimos años Rusia ha sido el principal suministrador de gas de la UE y el desarrollo de infraestructuras gasistas ha pivotado en esa dirección, la construcción del NordStream 2 es el último ejemplo de ello. Sin embargo, con el estallido del conflicto, las principales actuaciones para reducir las importaciones rusas pasan por diversificar nuestra cartera de suministradores. Estas nuevas rutas de importación y los nuevos flujos de gas intracomunitarios requerirán un nivel suficiente de infraestructuras de gas de las que carece la Unión Europea actualmente (terminales de Gas Natural Licuado -GNL-, gaseoductos...). A esto se suma otra capa de dificultad y es que a medio/largo plazo el gas desaparecerá de nuestra matriz energética. En medio de todo esto, España puede tener un rol importante al contar con una gran capacidad regasificadora y haber apostado por el desarrollo del hidrógeno.

En pleno proceso de transición energética y desde un punto de vista económico la construcción de nueva infraestructura puramente gasista no tiene mucho sentido. En cambio, la Comisión Europea apuesta por el desarrollo de infraestructuras que sean compatibles con el transporte de hidrógeno renovable. Bajo esta premisa, el proyecto de Midcat, gaseoducto que conectaría Francia y España, puede tener una segunda vida. Este, pasa a convertirse en infraestructura clave en el corredor de hidrógeno del Mediterráneo, uno de los tres que prevé el ejecutivo comunitario en el plan REPowerEU. Además, se está considerando la construcción de una segunda tubería que conectaría Barcelona y Livorno para poder abastecer a Italia y los países del centro y noreste de Europa.

¿Por qué la Península es el objetivo para la construcción de nuevos conductos? Porque la sustitución del gas ruso se hará, en gran medida, a través del GNL y España cuenta con 6 plantas regasificadoras que operan a la mitad de su capacidad. Así, pese a que otros estados miembros han anunciado la construcción de nuevas plantas regasificadoras, a corto plazo no estarán disponibles. En este sentido, nuestro país se postula como uno de los principales distribuidores de gas, y en un futuro próximo de hidrógeno, a Europa. Es más, el hecho de que España atraiga a uno de cada cinco proyectos de hidrógeno a nivel mundial anticipa que podemos convertirnos en una potencia exportadora en el medio plazo y liderar la transición energética en el continente. Sin embargo, una apuesta por instalaciones de producción de hidrógeno descentralizadas dificultaría poder aprovechar las sinergias con el gas.

Eso sí: para evitar que el gas se convierta en algo más que un eje intermedio en el que transitar hasta el hidrógeno, sería imprescindible acompañar este posible impulso con un sistema de incentivos que asegure que los actores involucrados van a caminar en la dirección deseada una vez llegue la hora

### *¿El rol de la energía nuclear?*

Actualmente la energía nuclear genera un 20% de la electricidad en España. En países como Francia, este porcentaje es aún mayor. Esta fuente energética tiene ventajas, no produce emisiones y no es intermitente como las renovables, y desventajas, genera residuos radioactivos y tiene un alto coste de construcción. En el proceso de descarbonización y con la crisis energética del último año, las centrales nucleares se postulaban como una alternativa realista hasta garantizar la estabilidad y la disponibilidad de la energía procedente de fuentes renovables. Sin embargo, tras la invasión de Ucrania debemos tener en cuenta una nueva dimensión en el análisis: Rusia es uno de los mayores exportadores de uranio. En este contexto parece más razonable empezar considerando la extensión de la vida útil de las centrales nucleares existentes antes que plantear la construcción de nuevas instalaciones.

El desastre de la central nuclear de Fukushima en 2011 supuso un punto de inflexión en el uso de esta tecnología y ahora, en plena transición energética, nos encontramos ante otra encrucijada.

# Mayor énfasis en las políticas de racionalización de demanda y eficiencia energética

Redondeando los segmentos dedicados a la demanda, tal y como establecimos en Linares et al (2022) La necesidad de alinear objetivos de descarbonización e independencia energética de Rusia también está incrementando el requerimiento de políticas para racionalizar nuestro consumo energético. La enorme ventaja de esta aproximación es que, bien diseñada, respeta ambos objetivos, lo hace desde el corto plazo hasta el largo, y puede no ser regresiva. La razón por la que no encabeza esta lista es porque sus efectos agregados serán probablemente más limitados que los de las anteriormente consideradas.

Según la evaluación sistemática desarrollada en Linares et al (2022), las políticas más prometedoras para racionalizar demanda son las que afectan al precio de la energía mediante impuestos y similares, porque (una vez más insistimos en ello) respetan la señal de precios manteniendo a través de ella el incentivo al ahorro durante más tiempo, y evitando efectos rebote en consumo. Ahora bien, deben complementarse con transferencias y, en la medida de lo posible, implementarse de manera progresiva para evitar el riesgo de regresividad. Además, su coste político es considerable, por lo que deben usarse con cautela en contextos como el actual. En contraste, el establecimiento de estándares y regulaciones es un instrumento útil que ha mostrado su eficacia según la evidencia disponible especialmente cuando se aplica a las viviendas, un frente en el que a España le queda un trecho considerable por recorrer. Es, además, políticamente más viable que la afectación al precio. Ahora bien, por sí mismo puede tener un efecto de ahorro inferior a los anteriores, y también puede producir resultados regresivos.

La mejor manera de aproximarlos es acompañándolo de ambiciosos y progresivos planes de rehabilitación, como el que se propone en Sweatman (2022), enfocado a atacar los frentes más alcanzables en la rehabilitación de viviendas en España y partiendo siempre de la necesidad de acoplar los objetivos de descarbonización e independencia energética con los de reducción de la pobreza energética. Esta inversión en rehabilitación no tiene, a diferencia de otras transferencias como las comentadas más arriba, tanto riesgo de efecto rebote en el consumo (pero sí algo).

Por último, la mejora de la información disponible para que los consumidores tomen mejores decisiones es también un ámbito prometedor de actuación, con efectos más modestos, pero sin duda significativos y con potencial de crecimiento, especialmente si están bien diseñadas y permanecen en el tiempo. Específicamente, si es sobre el consumo para los hogares y (en menor medida) en torno a productos, siempre que sea clara, accesible y completa.

En cualquier caso, cabe poca duda de que una demanda más eficiente nos haría más resilientes, independientes y aportaría en la dirección de la descarbonización soportando (siempre que se escojan las políticas arriba descritas) análisis tanto costo-beneficio como de efectos redistributivos esperados.

# Conclusión

El nuevo objetivo de independencia energética europea de Rusia se suma a y debe alinearse con el ya establecido de descarbonización de nuestra economía. Esta alineación parece obvia en el muy largo plazo, pero en el corto y medio plantea retos para España y para el resto de países, que se sintetizan en tres: (1) La presión inmediata al alza de la inflación, mayor por el desacoplamiento de Rusia, puede llevar (y está llevando) a decisiones que incentivan las emisiones; (2) el camino de implementación para consolidar el *mix* debe ser recorrido de manera más firme y realista; y por último (3) los costes de dicha transición, como los de las presiones inmediatas, no sólo son considerables sino que no se reparten simétricamente entre la población: tienden a caer sobre los sectores socioeconómicos más vulnerables

Para enfrentarlos, hemos considerado en este texto una serie de líneas de acción, contrastando las medidas tomadas por el gobierno español con una versión bajo nuestro punto de vista mejorada de las mismas, además de otras aún no consideradas. Siempre desde un punto de vista nacional, pero con la vocación europea ineludible para enfrentar un reto de estas características. El respeto a la señal de precios; una mejora vigilante del sistema eléctrico no alejada de lo ya propuesto en la “excepcionalidad ibérica” pero añadiendo una capacidad redistributiva mayor, y de hecho, tener esa consideración redistributiva más presente en todas las medidas tomadas o a evaluar para reducir las asimetrías en el impacto de los costes esperados del doble objetivo de descarbonización e independencia; un aumento del poder de la demanda europea; un *mix* energético realista y justo; y una mayor apuesta por la racionalización de la demanda de los consumidores. Esas son las piezas consideradas en este *puzzle* que, inevitablemente, deberá contar con muchas manos en su construcción.

## Referencias

Collado, N. & Martínez, Á. (2022). La inflación en la zona euro en 2021 y 2022: subyacente y regresiva, pero aún no desbocada. *Blog EsadeEcPol*, 19 enero de 2022

Cramton, P., Lévêque, F., Ockenfels, A. & Stoft, S. (2022) An EU gas-purchasing cartel framework. *VoxEU*, 26 mayo de 2022

Fabra, Natalia and Gutiérrez Chacón, Eduardo and Lacuesta, Aitor and Ramos, Roberto, Do Renewables Create Local Jobs? (April 2022). CEPR Discussion Paper No. DP17206, Available at SSRN: <https://ssrn.com/abstract=4121381>

Hidalgo, M., Collado, N., Galindo, J., Martínez, Á. & Victoria, C. (2022). La invasión de Ucrania en España: impactos y políticas. *Policy Insight #34 Abril 2022*. EsadeEcPol

Linares, P. (2021). Renovables y territorio. *Blog Economics for Energy*, 27 de septiembre de 2021

Linares, P., Galindo, J., Collado, N. & Caminero, D. (2022). ¿Qué políticas funcionarán mejor para aumentar la eficiencia y moderar la demanda energética? *Policy Insight #36 Mayo 2022*. EsadeEcPol

Sweatman, P. (2022). Cómo la rehabilitación de edificios puede ayudar a la independencia energética y a la descarbonización de España. *Policy Insight #35 Mayo 2022*. EsadeEcPol