LAS INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS COMO HABILITADORAS DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

FERNANDO ALMAGRO YRAVEDRA
ALEJANDRO MARANO MARCOLINI
JOSÉ LUIS MARTÍNEZ RAMOS

Desde su liberalización a finales del siglo XX, el mercado eléctrico español no ha vivido una contingencia tan delicada como la actual. El estrés sin precedentes al que está sometido el sistema eléctrico español proviene de tres dimensiones diferentes: la reciente crisis energética, los ambiciosos objetivos de sostenibilidad y el desafío de garantizar el suministro eléctrico.

En efecto, la reciente crisis energética, alimentada por la grave situación geopolítica actual y por una cadena de suministro aún mermada, ha elevado los precios medios del mercado eléctrico diario en un 55 % entre 2021 y 2022[1]. Este escenario de precios sin precedentes ha provocado daños económicos sensibles, desde la industria hasta el ámbito residencial, reduciendo el crecimiento del PIB hasta en un 0.3 %[2].

Por su parte, los ambiciosos objetivos de sostenibilidad, enmarcados en un consenso internacional de emergencia climática que apremia la transición energética, aspiran a aumentar para 2030 la capacidad renovable instalada en un 130 %, alcanzando una penetración renovable en el mix energético del 81 %[3].

Y en tercer lugar, el desafío de garantizar el suministro eléctrico, en un marco de creciente carga de red y falta de flexibilidad del sistema eléctrico, que ha reducido las reservas energéticas disponibles para restaurar la operación de la red y disparado el coste de la operación de la red hasta en un 4000% entre 2019 y 2022[4]. Todo esto lleva a una probabilidad de corte del suministro eléctrico ahora 5 veces mayor que en 2021[5].

Estas tres problemáticas se manifiestan en tres dimensiones distintas, y presentan a los actores del sistema eléctrico un desafío conocido como el "trilema energético". En este contexto, la decisión de priorizar ciertas acciones para mejorar una dimensión particular puede generar efectos contraproducentes en las otras dos dimensiones. La efectiva gestión de la transición energética depende en gran medida de cómo se afronte este complejo trilema energético.

1 Evolución del mercado de electricidad. Informe anual 2022. OMIE
2 CaixaBank Research "El impacto del aumento del precio de la electricidad sobre la economía española"
3 Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico "Plan Nacional Integrado de Energía y Clima", actualización junio 2023. https://commission.europa.eu/system/files/2023-06/SPAIN%20-%20DRAFT%20UPDATED%20NECP%202021-2030.pdf
4 Entso-E Transparency Platform "Costs of Congestion Management"
5 Entso-E "European Resource Adequacy Assessment. 2021 Edition" y "European Resource Adequacy Assessment. 2022 Edition". LOLE para 2025 estimado en 2021: 1.1 horas/año. LOLE para 2025 estimado en 2022: 6.7 horas/año.

Este debate, extensamente discutido y tratado en la comunidad internacional, se ha centrado históricamente en dos variables de diseño para solucionar el trilema: el diseño del mercado eléctrico (p.e., sistema marginalista, *pay-as-bid*, mercados de capacidad, contratos por diferencias…) y la configuración del parque de generación (en este sentido cabe destacar la creciente importancia de las baterías de gran escala, cuyo uso para garantizar la estabilidad de la red comienza a extenderse y consolidarse en diversas geografías como California, Australia o China). Hasta ahora, se había ignorado una tercera variable, indispensable para el sistema eléctrico: la capacidad de interconexión.

Reputadas voces como la de la Agencia Internacional de la Energía (EIA por sus siglas en inglés) o The Economist[6] han empezado a centrar su discurso alrededor de la necesidad de inversión en la red eléctrica para habilitar la transición energética. Concretamente, la EIA ha estimado a octubre de 2023 que para conseguir los objetivos globales de electrificación para 2040, será necesario añadir o actualizar más de 11 millones de km de líneas eléctricas de transporte[7].

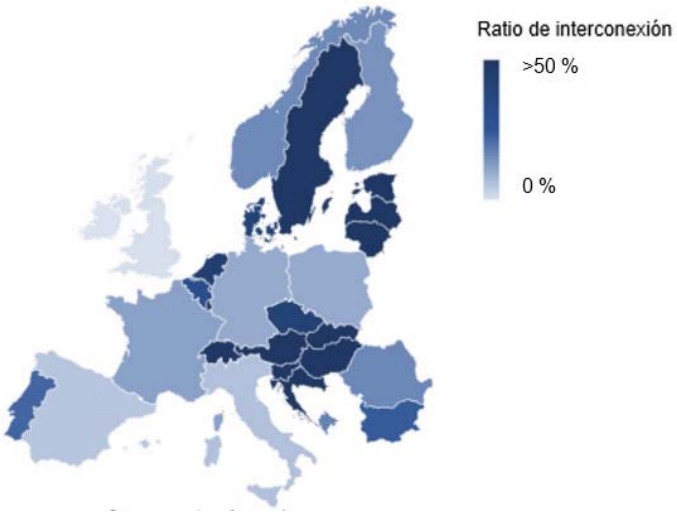
A lo largo de las siguientes líneas se expondrá, desde la perspectiva del trilema energético, por qué las interconexiones eléctricas son un elemento fundamental en el sistema eléctrico como habilitadoras de la transición energética.

LA RELEVANCIA DE LAS INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS EN LA SEGURIDAD ELÉCTRICA

Las interconexiones eléctricas son, por definición, enlaces internacionales que permiten el intercambio bidireccional de energía eléctrica entre los países interconectados. Así pues, las interconexiones permiten que los países con exceso de generación puedan exportar energía a otros países con déficit de generación, contribuyendo de esta manera a la flexibilidad y operabilidad de la red.

En el contexto europeo, la capacidad de interconexión de cada país ha estado ligada

FIGURA 1
RATIO DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA EN EUROPA EN 2020



Fuente: elaboración propia a partir de datos de Comisión Europea "Towards a sustainable and integrated Europe" y Eurostat "Electricity production capacities by main fuel groups and operator"

6 The Economist "Hug pylons not trees. The growth environmentalism needs"
7 EIA "Electricity Grids and Secure Energy Transitions Report"

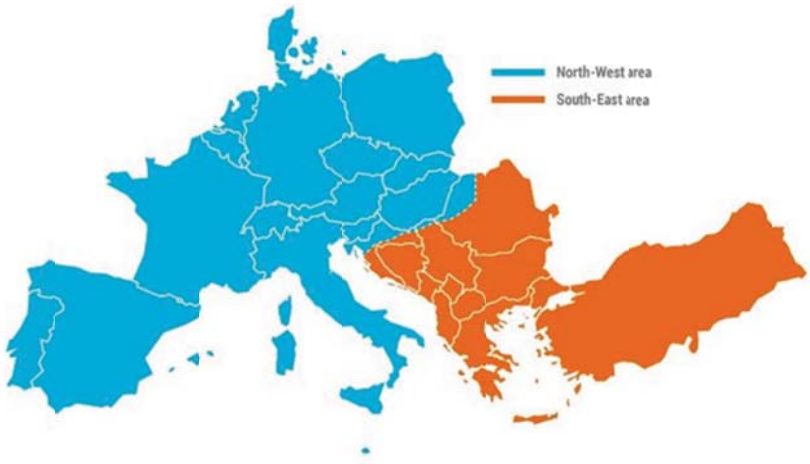
históricamente tanto a decisiones estratégicas (i.e., el diseño del sistema eléctrico nacional) como a la situación geográfica de cada país, lo cual ha llevado a las asimetrías actuales mostradas en la Figura 1. Ésta detalla la capacidad de interconexión de los países europeos en relación con la potencia instalada en cada uno de ellos en 2020. Puede observarse que son los países periféricos, limitados por su situación geográfica (islas y penínsulas), los que tienen índices más bajos de interconexión.

Desde la perspectiva de la seguridad del suministro, son múltiples las iniciativas europeas vigentes y en proceso de implementación[8]. Todas ellas tienen un mismo objetivo: compartir los recursos energéticos propios (reservas) con el resto de países interconectados para aumentar la robustez del sistema eléctrico Europeo. El acceso a estos recursos estará siempre limitado por la capacidad de interconexión de cada país, por lo que aumentar la misma permitirá aumentar la robustez y fiabilidad del sistema eléctrico nacional.

Por otra parte, aumentar la capacidad de interconexión también implica una mayor interdependencia de la red eléctrica interconectada, y especialmente una mayor exposición a las contingencias y perturbaciones que acontecen en el resto de países. En 2021 se produjeron dos eventos que pusieron claramente en relieve la capacidad de propagación e impacto internacional de eventos locales:

- El 8 de enero de 2021, una falta en la subestación croata de Ernestinovo provocó que la red eléctrica europea se separara en dos, provocando una sobrefrecuencia de 0.6 Hz en el norte, y una subfrecuencia de 0.3 Hz en el sur. La falta en la subestación croata provocó un efecto cascada, disparando las líneas paralelas por sobrecarga hasta lograr la separación completa de la red, tal y como se muestra en la Figura 2. A pesar de su lejanía geográfica, el evento croata provocó la interrupción del suministro de hasta 1300 MW en Francia y 400 MW en Italia.
- El 24 de julio de 2021, un incendio en el sur de Francia provocó la separación de la red eléctrica ibérica del resto de Europa, tal y como muestra la Figura 3. En el momento del incidente, España se encontraba importando 2500 MW desde Francia. El incendio provocó la apertura de la línea Baixas – Gaudiere 2 causando una sobrecarga en el resto de interconexiones entre Francia y España,

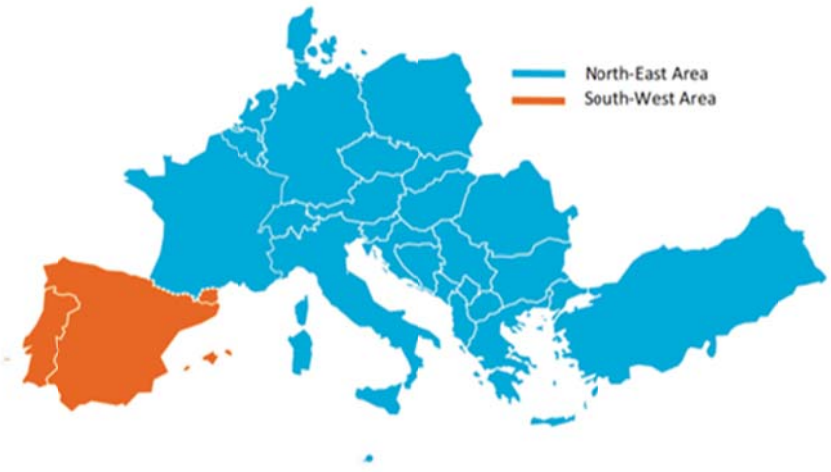
FIGURA 2
SEPARACIÓN DE LA RED ELÉCTRICA EUROPEA EN DOS TRAS LA FALTA EN LA SUBESTACIÓN DE ERNESTINOVO EL 8 DE ENERO DE 2021



Fuente: Ensto-E " System separation in the Continental Europe Synchronous Area on 8 January 2021"

8 Entso-E "TERRE", "PICASSO", "MARI", https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/

FIGURA 3
SEPARACIÓN DE LA RED ELÉCTRICA IBÉRICA DE EUROPA TRAS LA FALTA EN LA LÍNEA BAIXAS GAUDIÈRES 2 EL 24 DE JULIO DE 2021



Fuente: Enstso-E "Outage of French-Spanish Interconnection on 24 July 2021 - Update"

cuyas protecciones fueron disparando consecutivamente hasta la separación total de los dos sistemas. La pérdida de los 2500 MW importados provocó una subfrecuencia de 1.2 Hz en España, con el consiguiente corte de suministro de más de 3000 MW en España y 700 MW en Portugal.

Tras todo lo expuesto anteriormente, resulta indiscutible la relevancia de las interconexiones eléctricas en el debate de la seguridad del suministro. Igualmente, sólo cabe esperar que esta relevancia crezca en el futuro, considerando el objetivo de la Comisión Europea de alcanzar una ratio mínima de interconexión del 15% en todos los países miembros[9].

Con el objetivo de asegurar el suministro en una red cada vez más interconectada, limitando eventos como los de 2021, los operadores de la red eléctrica de transporte (TSO por sus siglas en inglés) desempeñan una vigilancia estricta y constante. Y es que la existencia de una interconexión entre dos países cambia el paradigma de la operación de la red eléctrica, dejando de ser una tarea limitada al territorio nacional a un ejercicio internacional que debe ser coordinado más allá del ámbito de acción de cada operador de red. La operación del sistema eléctrico europeo ha evolucionado para limitar la exposición ante perturbaciones en una red más interconectada. En este sentido, cabe hacer un repaso de los principales actores involucrados en la seguridad del suministro eléctrico en Europa:

- Operadores de red de transporte nacionales (TSO): entidades responsables de la operación y planificación de la red eléctrica de alta tensión nacional, asegurando el suministro eléctrico actual y en el futuro dentro del territorio nacional. El TSO de España es Red Eléctrica (RE)
- Reguladores nacionales (NRA por sus siglas en inglés): agencias públicas encargadas de velar por el cumplimiento de la ley, en este caso de la regulación nacional del sistema eléctrico. El regulador español es la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).
- Asociación de reguladores europeos (ACER): esta agencia coordina el trabajo de los reguladores nacionales y participa en la creación de la legislación del sistema eléctrico europeo.

9 Comisión Europea "Electricity interconnection targets"

- Asociación de operadores de red de transporte Europeo (Entso-E): esta entidad construye y desarrolla el marco técnico para habilitar la implementación de la regulación del sistema eléctrico europeo.
- Coordinadores regionales (RSC por sus siglas en inglés): actores cuyo propósito es la coordinación transfronteriza de la operación del sistema eléctrico dentro de los marcos técnicos y regulatorios previamente definidos. Dentro de sus múltiples actividades, se incluye alinear a los TSOs en su gestión de la red y determinar el volumen máximo a comerciar en cada frontera. En la actualidad hay 6 RSC en Europa, siendo CORESO la responsable de la coordinación en Europa occidental.
- Operadores de red de distribución (DSO por sus siglas en inglés): responsables de la gestión y operación de la red de distribución, enlazando el consumo final con la red de transporte. Si bien el DSO se aleja del ámbito de este artículo, es un actor cuyo peso en la seguridad del suministro a nivel internacional no hará más que crecer. La creciente mayor penetración renovable distribuida (aproximadamente 60 GW en Alemania en la actualidad) transmite dinámicas locales volátiles a la red de transporte. Cabe recordar que Alemania tuvo que reformar su regulación eléctrica en 2012 para evitar que las instalaciones residenciales solares pudieran ocasionar la interrupción del suministro nacional al desconectarse todas a la vez por sobrefrecuencia (el conocido problema de los 50.2 Hz)

Como se ha descrito a lo largo de estas líneas, la interconexión de la red eléctrica europea ha producido todo un sistema de operación y planificación coordinado velando por la seguridad del suministro. Los actores involucrados realizan completos análisis de seguridad durante todo el año, estudiando posibles eventualidades que pongan en riesgo el suministro eléctrico. Estos estudios se realizan continuamente con horizontes anuales, semanales, diarios e intradiarios, siempre analizando la evolución del mercado y el estado de la red, resultando en la coordinación de acciones remedio (p.e., abrir y cerrar líneas, redespacho de energía o la reducción del intercambio energético entre países).

No se puede obviar el rol habilitante de la digitalización en la operación de la red de transporte, dando visibilidad a los operadores de la red, acelerando la ejecución de acciones remedio, permitiendo simular la red y facilitando la colaboración internacional entre operadores:

- La mayor volatilidad de los flujos eléctricos y la menor inercia de la red acortan el tiempo de respuesta del que disponen los operadores; retrasar la ejecución de una acción remedio puede suponer la pérdida del suministro y el descontrol de la red, por lo que la capacidad de responder velozmente es de gran importancia. En este sentido, la digitalización permite a la red responder con casi inmediatez ante perturbaciones, transmitiendo medidas que detonen actuadores automáticamente (p.e., interruptores, cambiadores de toma, generación en centrales eléctricas…). Esta labor, de ser manual, requeriría de un tiempo mucho mayor, impidiendo así la correcta operación de la red.
- Según aumenta el número de interconexiones, el tamaño y la complejidad de la red crecen consigo. Tener una correcta visión de la red sería imposible sin los ‘SCADA’ y toda la infraestructura digital sobre la que se asientan los canales de comunicación usados en la operación de la red. Los diferentes dispositivos instalados a lo largo de la red eléctrica envían información al centro de control para conocer el estado de la red, tanto en su topología (i.e., saber si los elementos de la red están abiertos o cerrados) como en los flujos de potencia en circulación (i.e., tensión de cada nodo e intensidad de cada línea). Toda esta información es accesible para los operadores mediante los equipos del centro de control, ofreciendo primero la información más relevante (a nivel nacional) en un gran monitor común, y permitiendo después aumentar el detalle tanto como se desee (hasta el nivel de dispositivo) en cada puesto de traba-

jo de los operadores. Por supuesto esta información es estrictamente confidencial y está celosamente protegida y limitada a las instalaciones del operador de red, dado que ofrece información sensible que podría ser empleada para interrumpir el suministro eléctrico. Toda esta información es empleada por los operadores para cambiar el estado de la red, conociendo con certeza la situación actual de cada elemento pudiendo así simular el impacto que van a tener las acciones remedio propuestas.

- Los operadores necesitan calcular el impacto de las acciones remedio propuestas, para asegurarse de que llevan al sistema a un estado seguro y que no tienen ningún efecto perjudicial sobre las áreas interconectadas. Hoy en día, esta labor se realiza con un gran nivel de exactitud gracias a los programas de cálculo de flujo de carga, que simulan el estado de la red eléctrica según la topología, generación y cargas que decida el operador. Estos programas permiten al operador conocer en pocos segundos si las acciones propuestas son admisibles y tienen sentido, o si bien es necesario seguir investigando y desarrollando una solución.

En resumen, la digitalización habilita la colaboración internacional en sistemas interconectados. Los operadores de red pueden compartir entre ellos sus modelos de red, resultados del mercado diario, acciones remedio, reportes... todo lo necesario para llevar a cabo una gestión coordinada, adecuada y segura de la red.

LA RELEVANCIA DE LAS INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS EN LOS COSTES DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO

Desde su creación en 1993, la Unión Europea ha regulado y diseñado el marco común del mercado eléctrico europeo a través de los conocidos como 'Energy Packages'. Estos son conjuntos de medidas que inciden en temas específicos del diseño del mercado eléctrico. Hasta la fecha, la Unión Europea ha lanzado los siguientes conjuntos:

- 1er 'Energy Package' (1996/98) – segmentación horizontal del mercado energético:
  En los años 90, la mayoría de los estados miembros basaban sus mercados gasísticos y eléctricos en monopolios, cada uno con sus dinámicas e idiosincrasia propia. En aras de aumentar la competencia y evolucionar hacia un mercado común europeo, la UE requirió a las empresas del sector segmentar sus actividades, separando así generación, transmisión, distribución y comercialización.

- 2º 'Energy Package' (2003) – liberalización del mercado energético:
  Si bien el primer 'Energy Package' rompía los monopolios energéticos, el mercado aún no era plenamente competitivo. Para terminar de liberalizar el mercado eléctrico, se limitó a las empresas energéticas a que participaran únicamente en uno de los estratos horizontales del mercado, y se garantizó que los consumidores pudieran elegir libremente su proveedor energético. Dado que las empresas energéticas pertenecen a matrices superiores comunes, a día de hoy no se ha conseguido garantizar la total separación de operaciones verticales.

- 3er 'Energy Package' (2009) – establecimiento de las normas comunes para el mercado interior de electricidad:
  La UE definió en este paquete un ambicioso marco común de participación en la red eléctrica. Para ello, se crearon instituciones que diseñaran criterios comunes de operación a nivel europeo (Entso-E, Entso-G) a través de 'Network Codes' a ser respetados por los estados miembros. Igualmente se oficializó el rol de los ya mencionados coordinadores regionales (RSC), garantizando una operación coordinada en toda la red europea, y se creó la agencia de regulación energética de Europa (ACER).

- 4º 'Energy Package' (2019) – objetivos de sostenibilidad energética:
  Este último y más reciente paquete de medidas, también conocido como el

'Clean Energy Package', estableció requisitos de sostenibilidad para los estados miembros, teniendo que definir su estrategia climática a 10 años vista mediante 'Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima' (PNIEC). Para posibilitar la coordinación entre los distintos países, se dio mayor poder y autoridad a las diversas instituciones europeas del sector eléctrico (i.e., ACER, Ensto-E, RSCs). Por último, para fomentar el comercio transfronterizo, se definió el 'criterio del 70%' que establece que al menos el 70% de la capacidad de interconexión sea destinada al comercio internacional de energía.

Todos estos esfuerzos han dado sus frutos, y el mercado eléctrico europeo aumenta cada año su nivel de cohesión.

Todas las actuaciones mencionadas anteriormente permiten que entidades de 19 países europeos (mostrados en la Figura 4) puedan cerrar contratos en un mismo mercado cada día. En el caso de España, el mercado diario eléctrico español, operado por OMIE, se encuentra perfectamente integrado en el mercado diario acoplado europeo (SDAC por sus siglas en inglés). El proceso de casación de este mercado, muy resumido, es el siguiente:

1. Los operadores de red (RE en España, REN en Portugal y RTE en Francia) envían al RSC (Coreso en este caso) información sobre el estado de la red eléctrica.

2. El RSC hace un análisis de seguridad para determinar cuál es el intercambio máximo que pueden tener los países manteniendo los niveles adecuados de seguridad. Este resultado se conoce como capacidad total de transmisión (TTC por sus siglas en inglés).

3. Los TSO reciben el TTC y lo validan. Restándole los márgenes de seguridad obtienen la capacidad neta de transmisión (NTC por sus siglas en inglés), y se lo comunican al operador del mercado (OMIE para la península ibérica) para que la ponga a disposición de los participantes.

4. El operador del mercado recibe posteriormente las ofertas de compraventa de todos los participantes ibéricos, y junto con el resto de operadores de mercado europeos, ejecuta un algoritmo pú-

FIGURA 4
PAÍSES MIEMBROS DEL MERCADO DIARIO ACOPLADO EUROPEO

Fuente: Network Codes EU "Capacity Allocation & Congestion Management"

blico y oficial (Euphemia) para obtener la casación óptima de mercado. Este algoritmo tiene como restricción principal la capacidad neta de transmisión comunicada por los operadores de red.

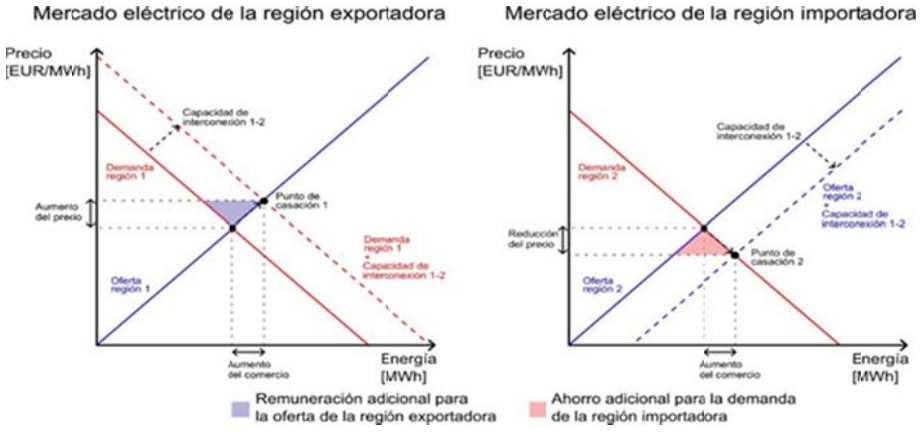
Como se esgrime en el proceso de casación de mercado, la capacidad de interconexión limita el bienestar de mercado. Tal y como muestra la Figura 5, una mayor capacidad de interconexión entre una región importadora y otra exportadora aumenta el comercio transfronterizo, que se traduce en una mayor oferta para la primera y en una mayor demanda para la segunda. Los beneficios de un mayor comercio internacional son múltiples:

- El precio de casación de la región importadora se reduce gracias a la oferta adicional a menor coste. De esta forma se produce también un incentivo para desarrollar tecnologías de bajo coste de generación para los productores locales desplazados por la oferta externa.
- El precio de casación de la región exportadora aumenta debido a la demanda adicional, aumentando la retribución de los ofertantes y generando así un incentivo a seguir invirtiendo en tecnologías de bajo coste de generación.
- El volumen de energía generada y consumida aumenta, facilitando el desarrollo económico y social en ambas regiones.

El día 11 de febrero de 2020 nos ofrece un buen ejemplo de lo descrito anteriormente para el caso de España. En la Figura 6 se puede observar la evolución de tres variables para ese día: la capacidad neta de transmisión (NTC), el intercambio en sentido desde Francia hacia España resultante del mercado diario, y el precio de casación del mercado diario en España. Atendiendo a la figura, se puede extraer la siguiente información:

- El 11 de febrero de 2020 España importó energía eléctrica durante todo el día desde Francia, tal y como muestra el intercambio siempre positivo. Francia ha gozado históricamente de precios bajos en su mercado eléctrico gracias a su alta capacidad nuclear, por lo que habitualmente ha asumido un rol exportador con España. La contingencia energética actual ha afectado sensiblemente a la relación comercial energética entre España y Francia, especialmente debido a 'la excepción Ibérica'[10].
- La capacidad de interconexión en la frontera franco-española fue aprove-

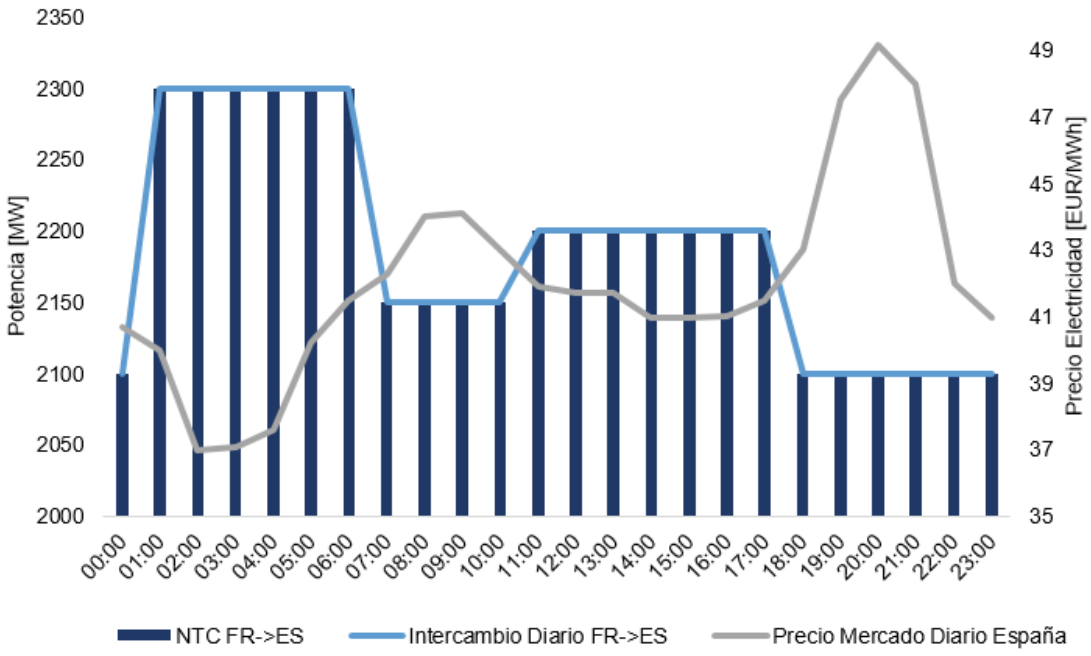
FIGURA 5
AUMENTO DEL BIENESTAR DE MERCADO GLOBAL DERIVADO DE UNA MAYOR CAPACIDAD DE INTERCONEXIÓN CUANDO ESTA ES INSUFICIENTE COMO PARA IGUALAR PRECIOS DE CASACIÓN EN AMBAS REGIONES



Fuente: elaboración propia

10 Término coloquial con el que se refiere a la medida excepcional adoptada por los gobiernos español (RD 10/2022) y portugués por el cual se limita el precio con el que los generadores de gas pueden concurrir al mercado eléctrico diario

FIGURA 6
IMPACTO DE LA CAPACIDAD DE INTERCONEXIÓN FR->ES EN EL MERCADO DIARIO ELÉCTRICO ESPAÑOL EL 11 DE FEBRERO DE 2020



Fuente: elaboración propia a partir de la "Entso-E Transparency Platform"

chada al máximo por parte del mercado. Como se aprecia en la Figura 6, el intercambio resultante del mercado diario apura al 100 % la capacidad neta de transmisión. Esto da a entender que durante todo el día hubo una diferencia significativa de precios entre el mercado español y el francés.

- El precio del mercado diario español tiene una evolución opuesta a la capacidad neta ofrecida al mercado: según la capacidad neta disminuye, el precio aumenta, y viceversa.

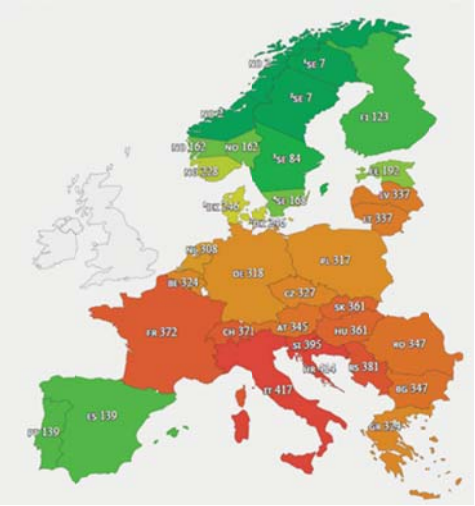
Este ejemplo real, junto con los motivos expuestos anteriormente, refuerza la hipótesis de que el aumento de la capacidad de interconexión contribuye a la disminución del precio de la energía eléctrica. En un caso extremo con capacidad de intercambio infinita entre países, un pequeño productor fotovoltaico portugués podría venderle energía a un consumidor polaco (precisamente esta es la ambición del 'Clean Energy Package' y su criterio del 70%), y sólo habría un precio de casación único europeo. Esta situación ideal está lejos de la realidad en este momento. La Figura 7 muestra el estado de los mercados diarios europeos en plena crisis energética el 5 de julio de 2022:

- Se pueden observar tres zonas claramente diferenciadas por su precio: la península ibérica, los países nórdicos y Centroeuropa
- España y Portugal gozaban de precios bajos gracias a la 'excepción ibérica', mientras que los países nórdicos se beneficiaban de su gran capacidad de generación hidráulica, y Centroeuropa sufría el envite de los altos precios de las materias primas energéticas. Entonces ¿por qué Centroeuropa tenía precios tan altos si puede comprar energía en los mercados nórdico e ibérico? La respuesta se halla en los datos de capacidad de intercambio de energía reflejados en la Figura 1.
- A efectos prácticos, España y Dinamarca hacen de cuellos de botella eléctricos que reducen el bienestar de mercado y

limitan la compra de su energía barata en los mercados Centroeuropeos. Tal y como muestra Figura 8, el mercado aprovechó toda la capacidad de interconexión para equilibrar los precios entre Francia y España, siendo a todas luces insuficiente.

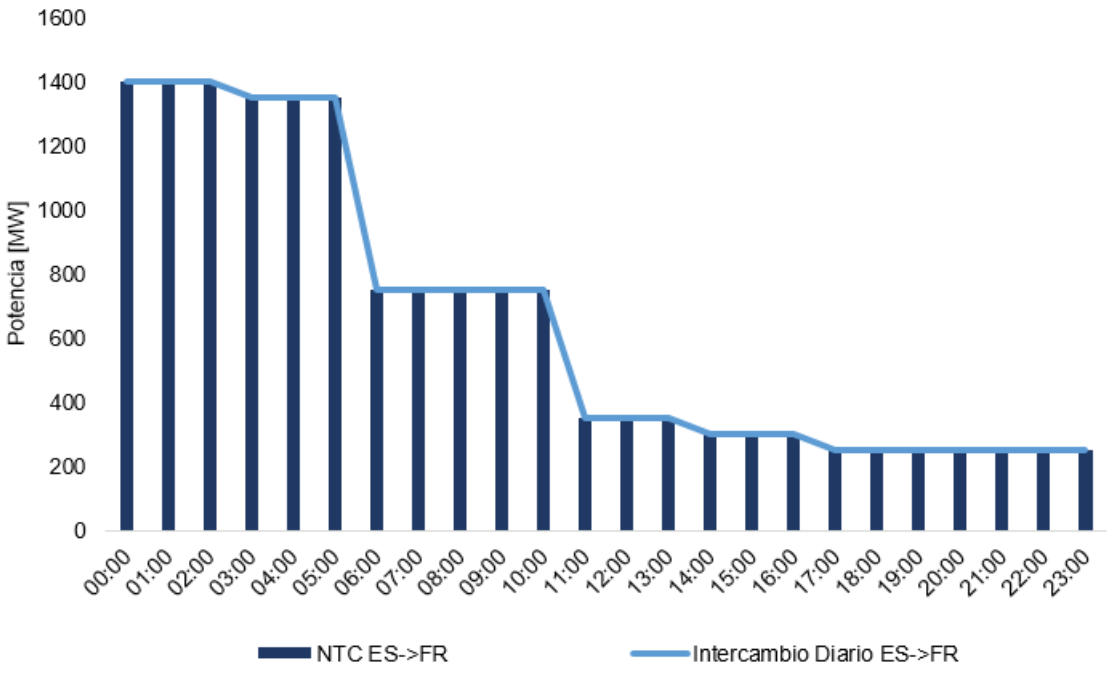
A pesar de todos los beneficios expuestos en líneas anteriores, no hay que ignorar

FIGURA 7
PRECIOS MERCADO DIARIO EN EUROPA EL 5 DE JULIO DE 2022



Fuente: EUEnergy.live

FIGURA 8
CAPACIDAD DE INTERCONEXIÓN ES->FR E INTERCAMBIO DIARIO ES->FR EL 5 DE JULIO DE 2022



Fuente: elaboración propia a partir de la "Entso-E Transparency Platform"

que una mayor capacidad de interconexión también puede acarrear implicaciones adversas: el aumento de la capacidad de interconexión supone una inversión considerable por parte de organismos generalmente públicos, y se traduce habitualmente en un mayor peaje de acceso o costes regulados. En caso de que el volumen del comercio internacional sea insuficiente, la inversión requerida podría aumentar el precio de la energía más de lo que se reduciría mediante el aumento de las transacciones transfronterizas.

LA RELEVANCIA DE LAS INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS EN EL AUMENTO DE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN RENOVABLE

Desde 2019, la capacidad renovable instalada en Europa ha aumentado casi en un 50 %, alcanzando los 706 GWp instalados en 2022[11], y este crecimiento debería triplicarse para lograr una transición energética ordenada[12]. En España, el crecimiento en la capacidad instalada renovable en el mismo período ha sido casi del 30%, alcanzando los 70 GWp, y el PNIEC aspira a tener 160 GWp instalados en 2030[13], implicando un aumento del 130 % con respecto a la capacidad actual.

En paralelo, los intercambios internacionales imprevistos en Europa han aumentado en un 2% desde 2019. Estos intercambios imprevistos no son fruto del comercio internacional, sino de la mayor capacidad renovable instalada y de su volatilidad intrínseca. Si bien los integrantes del sistema eléctrico europeo hacen grandes esfuerzos por predecir con exactitud la generación renovable en el corto plazo (el CECRE de REE es referencia en este sentido), el margen de error se magnifica ante el rápido crecimiento de la capacidad renovable instalada.

Tal y como se ha descrito, y debido a su dependencia de las condiciones climáticas, las energías renovables implican volatilidad. Dicha volatilidad no solamente reside en la incertidumbre de su producción energética instantánea, sino en su variabilidad a lo largo del tiempo. La variabilidad temporal de la producción renovable exige flexibilidad y robustez, capaz de adaptar rápidamente la generación y el intercambio energético para compensar los cambios de la generación renovable.

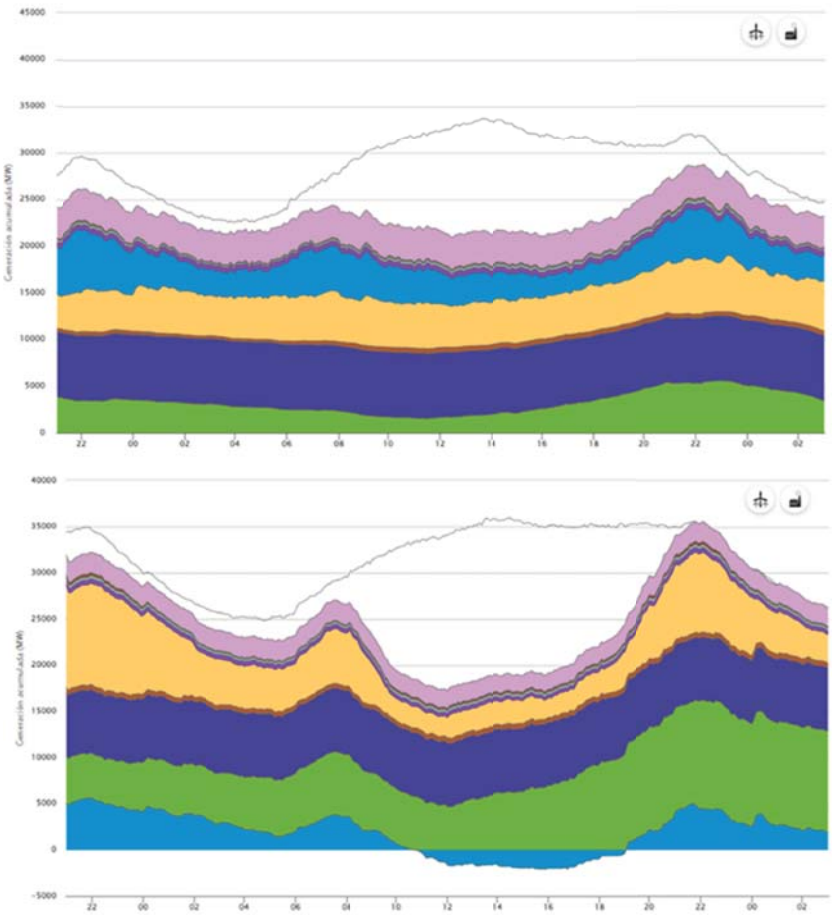
El caso más ejemplificante de la variabilidad renovable es la energía fotovoltaica, que presenta una producción de tipo cuasi senoidal a lo largo del día al depender de la incidencia solar en la superficie del panel. Este carácter intrínseco a la energía renovable producía el fenómeno hasta ahora conocido como la 'curva de pato', en referencia a la forma que adopta la demanda neta diaria (curva que se obtiene de restar de la demanda eléctrica la producción solar diaria) en escenarios de alta penetración renovable. En la Figura 9 se puede observar cómo la 'curva de pato' ha acentuado sensiblemente su tamaño con el paso del tiempo, comparando el mismo día de agosto de 2021 y de 2023, multiplicando la profundidad de su valle por 1,5. En otros mercados eléctricos como CAISO (California), con mayor penetración renovable y menor robustez que el español peninsular, la 'curva de pato' está evolucionando hacia una 'curva de cañón', alcanzando valores negativos de demanda neta[14].

Volviendo al sistema español y al 2 de agosto de 2023, la Figura 10 muestra la evolución de la generación solar y los intercambios internacionales. El 2 de agosto de 2023 ha sido el día de mayor producción fotovoltaica en España hasta la fecha, llegando hasta los 161 GWh[15]. Este día, la generación solar combinada aumentó en casi 14 GW en apenas 3 horas. Por contextualizar este valor, el mayor consumo eléctrico instantáneo registrado en España, sucedido el 17 de diciembre de 2007, fue de 45 GW.

Tan relevante es tomar conciencia del impacto de la volatilidad de la generación

11 Statista Research "Renewable energy capacity in Europe from 2010 to 2022"
12 McKinsey "Five key action areas to put Europe's energy transition on a more orderly path"
13 Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico "Plan Nacional Integrado de Energía y Clima"
14 Energy Information Agency of the U.S. "As solar capacity grows, duck curves are getting deeper in California"
15 Red Eléctrica "La solar fotovoltaica ya produce en 2023 más electricidad que en todo el año 2022"

FIGURA 9
EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA NETA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR EL 2 DE AGOSTO DE 2021 (ARRIBA) Y 2023 (ABAJO)



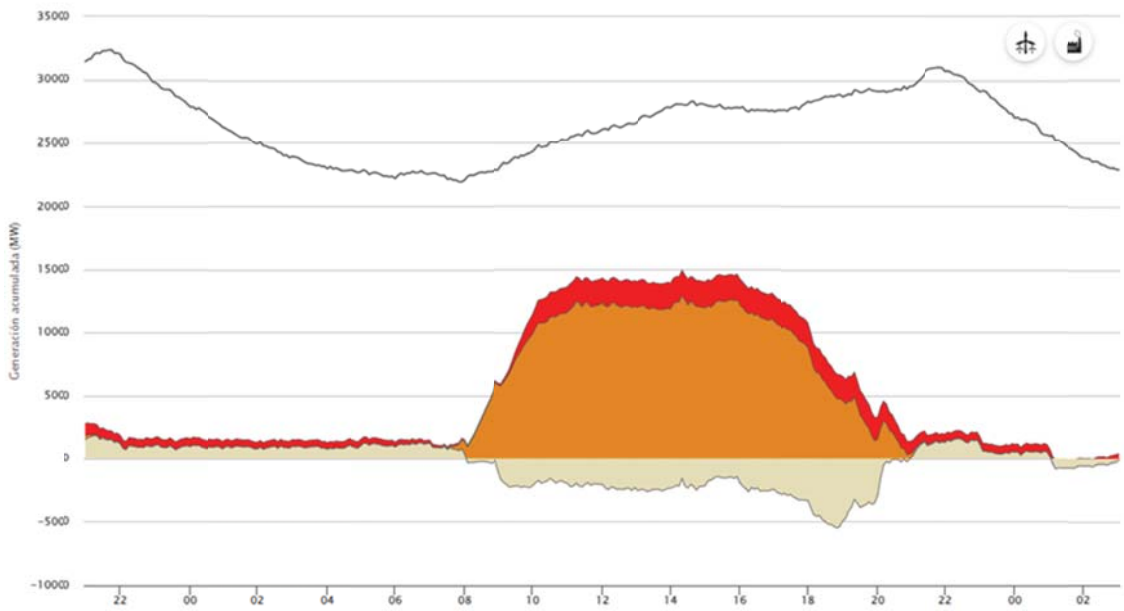
Fuente: Red Eléctrica "Seguimiento de la demanda de energía eléctrica"

renovable como reparar en el servicio de balance prestado por las interconexiones eléctricas el 2 de agosto. Tal y como muestra la Figura 10, los intercambios se invirtieron tan pronto como la producción fotovoltaica aumentó, pasando de importar aproximadamente 2 GW a exportar hasta 5 GW. En este caso, las interconexiones posibilitaron el récord de generación fotovoltaico en España, ya que en caso de no haber podido exportar el excedente energético, se habría llevado a cabo un *curtailment* (limitación de generación renovable por motivos técnicos) llevando a una explotación ineficiente del sistema (entendiendo que cualquier operación diferente a aquella resultante de la casación del mercado es ineficiente).

El rol de las interconexiones como agentes de balance es aún más evidente desde el punto de vista europeo. La Figura 11 muestra cómo evolucionó el intercambio energético entre Francia y Alemania, junto con las posiciones netas (energía exportada menos importada) en Alemania, Francia, Italia y España el 12 de julio de 2023:

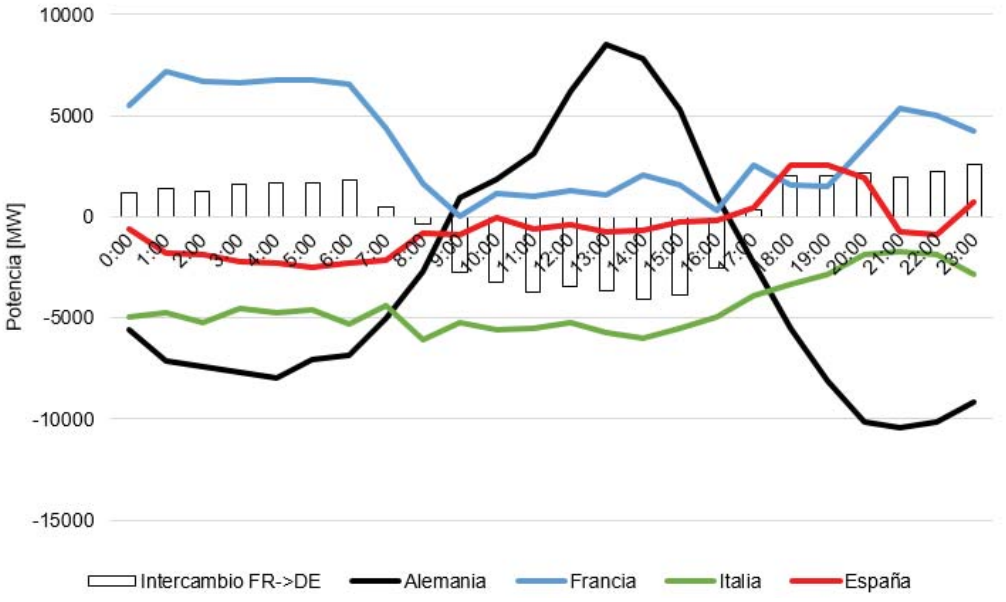
- Durante la madrugada, Francia se erige como gran exportador europeo apoyada en su firme y despachable capacidad nuclear, mientras Alemania, España e Italia importan energía netamente. Tal y como se puede observar, Francia y Alemania muestran evoluciones simétricas: según la capacidad renovable alemana comienza a producir, Alemania deja de importar energía.

FIGURA 10
GENERACIÓN SOLAR TÉRMICA Y FOTOVOLTAICA E INTERCAMBIOS INTERNACIONALES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR ESPAÑOL EL 2 DE AGOSTO DE 2023



Fuente: Red Eléctrica "Seguimiento de la demanda de energía eléctrica"

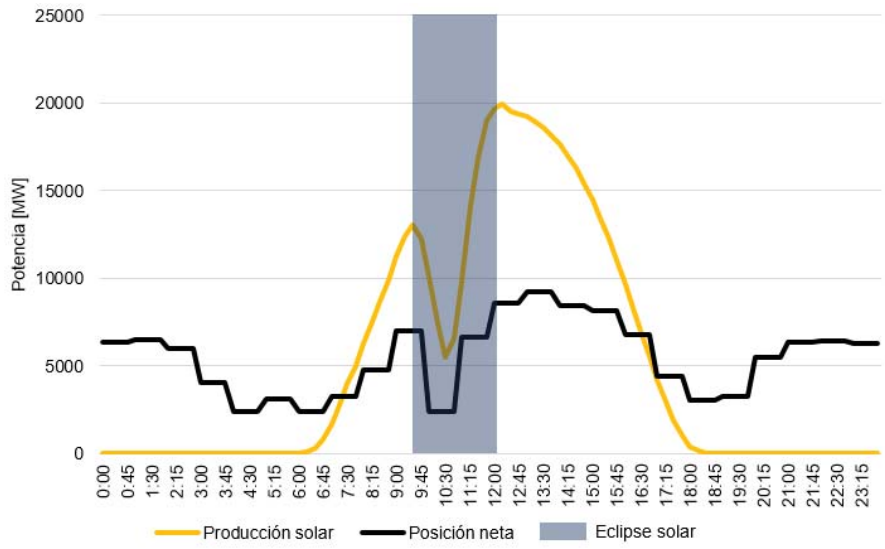
FIGURA 11
INTERCAMBIO DE POTENCIA ENTRE FRANCIA Y ALEMANIA Y POSICIONES NETAS DE ALEMANIA, FRANCIA, ITALIA Y ESPAÑA EL 12 DE JULIO DE 2023



Fuente: elaboración propia a partir de la "Entso-E Transparency Platform"

- Según llega el mediodía y la producción solar crece, Alemania deja de importar hasta 8 GW para exportar 8.5 GW. Consecuentemente, Francia reduce sus ni-

FIGURA 12
POSICIÓN NETA Y PRODUCCIÓN SOLAR EN ALEMANIA EL 20 DE MARZO DE 2015, DÍA DE ECLIPSE SOLAR PARCIAL



Fuente: elaboración propia a partir de la "Energy Charts"

veles de exportación, y España se estabiliza alrededor del balance energético.

- Al final del día, Alemania revierte de nuevo su posición neta y vuelve a importar hasta 10 GW, apoyándose parcialmente en la exportación francesa.
- De nuevo se muestra cómo las interconexiones habilitan la correcta operación de la red dada la alta capacidad renovable instalada actual. Al igual que en el ejemplo español previamente analizado, cabría reflexionar cómo Alemania podría operar su red si no contara con interconexiones que la unieran con vecinos dotados con un parque de generación flexible y despachable.

Un último caso especialmente llamativo, que sirve como anticipo para posibles situaciones futuras, es el del 20 de marzo de 2015. Ese día hubo un eclipse parcial que afectó a Europa, y por ende a su sistema eléctrico. La Figura 12 muestra el impacto que el eclipse tuvo en la producción solar alemana y en su posición neta en el intercambio internacional de energía. Se puede observar que la generación solar, en un lapso de apenas 2 horas, primero se redujo 7 GWp y después aumentó 15 GWp, teniendo Alemania que ajustar su exportación en hasta 4.5 GW. De nuevo, fueron las interconexiones el actor más relevante en mantener la operabilidad del sistema ante la volatilidad renovable.

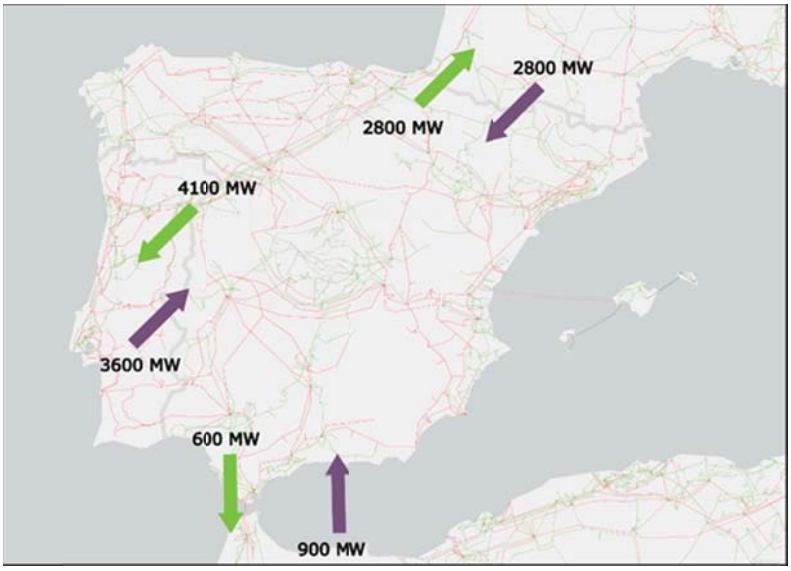
Es relevante destacar que, mientras en 2015 la capacidad instalada solar en Alemania era de aproximadamente 40 GWp[16], en 2023 es de aproximadamente 70 GWp, y que el PNIEC alemán ambiciona hasta 215 GWp para 2030[17]. Tomando muchas licencias y llevando a cabo un análisis lineal y simplista, un eclipse como de 2015 con la capacidad solar de 2030 implicaría, aproximadamente, una pérdida inicial de 35 GW seguida de una rampa ascendente de generación de hasta 75 GW. Sin duda, esto representa un reto para el sistema eléctrico europeo.

LAS INTERCONEXIONES EN ESPAÑA: ACTUALIDAD Y FUTURO

Tal y como mostraba la Figura 1, España es uno de los países de la UE con menor ratio

16 Statsta "Cumulative installed capacity of solar photovoltaic systems in Germany from 2000 to 2021"
17 Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz "Photovoltaik-Strategie. Handlungsfelder und Maßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der photovoltaic"

FIGURA 13
RED DE TRANSPORTE ESPAÑOLA E INTERCONEXIONES INTERNACIONALES



Fuente: Entso-E "Grid map"

de interconexión, teniendo en la actualidad una capacidad de exportación total aproximada de 7500 MW (4100 MW con Portugal, 2800 MW con Francia y 600 MW con Marruecos), y otros 7500 MW de importación (3600 MW con Portugal, 2800 MW con Francia y 900 MW con Marruecos[18]). Esta capacidad es posible gracias a 14 enlaces de interconexión, repartidos tal y como muestra la Figura 13. Desde un punto de vista de sistema europeo, la península ibérica, englobando los sistemas español y portugues, puede considerarse una isla eléctrica dentro del sistema interconectado.

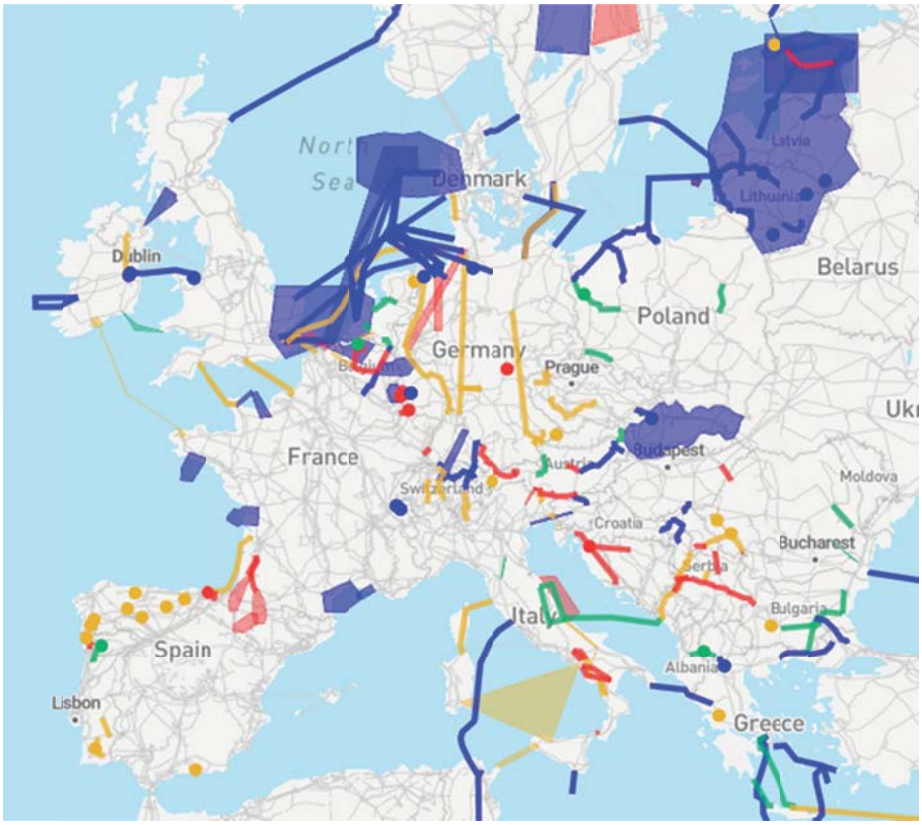
Las autoridades son perfectamente conscientes de la relevancia que tienen las interconexiones eléctricas desde un punto de vista estratégico, tal y como ha sido expuesto en líneas anteriores, motivo por el cual el PNIEC incluye el objetivo de alcanzar una ratio de interconexión del 15%[19] en el año 2030. En el mismo documento se establece una meta de capacidad de generación instalada de 214 GW para 2030, lo cual implica que para alcanzar la ratio de interconexión del 15 %, es necesario aumentar la capacidad de interconexión actual en aproximadamente 25 GW para llegar a los 32 GW (un aumento del 300 % respecto a la capacidad actual).

Triplicar la capacidad de interconexión actual para 2030 supone un reto ambicioso y una inversión significativa, e implica el desarrollo de grandes proyectos de escala internacional. En este sentido, la Entso-E recoge en su plan decenal de desarrollo de la red eléctrica (TYNDP por sus siglas en inglés) iniciativas y proyectos relevantes para el desarrollo común del sistema eléctrico común, mostrados en la Figura 14. Los proyectos recogidos por el TYNDP de 2022 implican un aumento de la capacidad de interconexión española en hasta 7 GW (aproximadamente 6 GW con Francia y 1 GW con Portugal), resultando en una capacidad de interconexión total de aproximadamente 15 GW, aún lejos de los 32 GW necesarios para alcanzar la ratio de interconexión objetivo del 15%.

A pesar de los objetivos recogidos en el TYNDP, y tal y como muestra la Figura 14, España seguirá lejos de sus objetivos de interconexión, manteniendo su limitante estatus de isla eléctrica. Al observar el mapa resulta

18 Estos valores son referenciales. La capacidad de interconexión es un valor variable que depende de múltiples factores, y que es calculado diariamente para cada hora (en el caso de España) por Coreso
19 Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico "Plan Nacional Integrado de Energía y Clima"

FIGURA 14
PROYECTOS RECOGIDOS POR EL TYNDP DE LA ENTSO-E



Fuente: Entso-E "TYNDP 2022 Projects"

llamativa la disparidad entre las estrategias nacionales en lo que a la interconexión se refiere, teniendo por un lado países que invierten creativa y significativamente en aumentar su capacidad (p.e., Italia, Reino Unido, irlanda), mientras que otros mantienen un enfoque más conservador y conformista (p.e., España y Portugal). Quizá en el futuro veamos cómo surgen proyectos más ambiciosos y diversificadores que los actuales (p.e., conexión eléctrica con Italia, Argelia o Irlanda) que beneficiarán al sistema eléctrico español.

CONCLUSIÓN: LAS INTERCONEXIONES COMO HABILITADORAS DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

A lo largo de las líneas anteriores se ha expuesto, con ejemplos y datos de actualidad, cómo las interconexiones eléctricas son un actor clave en la transición energética, beneficiando cada dimensión del trilema energético:

- Dotando de flexibilidad y robustez al sistema eléctrico, permitiendo el uso de recursos allende la frontera eléctrica para garantizar el suministro eléctrico
- Aumentando la asequibilidad y equidad del suministro eléctrico, habilitando un mayor comercio internacional, generando bienestar de mercado y fomentando el desarrollo de tecnologías de bajo coste
- Habilitando la capacidad instalada renovable, compensando la volatilidad intrínseca renovable con coordinación y cooperación internacional

El sistema eléctrico tiene por delante grandes desafíos, y de su buena gestión y estrategia depende el futuro de la transición energética y social. ¿Se adaptará adecua-

damente la planificación de la red eléctrica para acomodar los ambiciosos objetivos de capacidad renovable?, ¿se podrá instalar capacidad renovable suficientemente veloz como para lograr los objetivos de reducción de emisiones?, ¿podrá la operación del sistema eléctrico garantizar el suministro eléctrico ante escenarios volátiles de alta penetración renovable?, ¿será capaz el mercado eléctrico de asimilar los cada vez más frecuentes escenarios de precios negativos para evitar el *curtailment*? La respuesta a estas preguntas, si bien compleja, pasa por inversiones en nuevos activos de la red de transporte, entre los que, con permiso de las instalaciones de almacenamiento energético, las líneas de interconexión eléctrica tendrán un rol determinante.

SOBRE LOS AUTORES

Fernando Almagro Yravedra es Ingeniero Industrial (Universidad de Sevilla) y máster en el Illinois Institute of Technology (Beca Fulbright (2020). Fernando es coautor de diversos artículos en revistas y congresos internacionales. Su experiencia laboral se ha desarrollado en varias empresas del sector energético y consultoría

Alejandro Marano Marcolini es Ingeniero Industrial por la Universidad de Málaga (2001) y Doctor Ingeniero Industrial por la Universidad de Sevilla (2010). Actualmente es Profesor Titular de Universidad en el mismo Departamento. Su principal campo de investigación es la aplicación de técnicas de optimización al análisis de los sistemas eléctricos de potencia. Este conocimiento ha sido aplicado, entre otras áreas, a mejorar la integración de generación renovable en redes de distribución y al análisis de seguridad de la red de transporte.

José Luis Martínez Ramos, Doctor Ingeniero Industrial (1994) y Premio Extraordinario de Doctorado por la Universidad de Sevilla, es Catedrático de Universidad desde 2007, y ha ejercido como Director de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ETSI) de la Universidad de Sevilla entre octubre de 2010 y enero de 2015. Actualmente ejerce como Director del Departamento de Ingeniería Eléctrica. Su actividad docente se ha desarrollado sin interrupción durante más de 30 años en asignaturas impartidas por el Departamento de Ingeniería Eléctrica en la ETSI. Ha impartido docencia en asignaturas de los estudios de Ingeniería Industrial, Ingeniería en Telecomunicación, Ingeniería en Organización Industrial e Ingeniería Aeronáutica. Asimismo, ha impartido docencia de Posgrado ininterrumpidamente desde 1995.