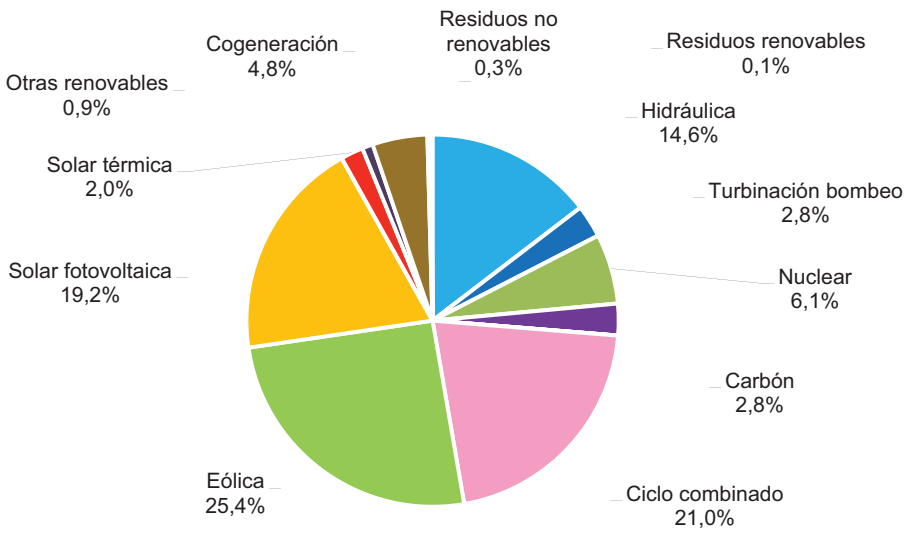
NUEVAS HERRAMIENTAS DE OPERACIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL PARA POSIBILITAR LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA

INÉS ENCABO
JUAN PEIRÓ
GEMA GARCÍA
DAVID ALVIRA

En las últimas dos décadas, la instalación de energías renovables en el sistema eléctrico español ha experimentado un significativo crecimiento, alcanzando en octubre de 2023 un valor de potencia instalada superior a 74 GW. En el sistema eléctrico peninsular español concretamente, dicho valor supera los 72 GW y representa más de un 62% del total de la potencia instalada. El detalle de la distribución por tecnología en el sistema eléctrico peninsular español puede observarse en la Figura 1.

De entre todas las tecnologías de generación, la tecnología fotovoltaica ha sido

FIGURA 1
POTENCIA INSTALADA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR ESPAÑOL (01/11/2023)



Fuente: elaboración propia

la que ha experimentado el crecimiento más destacado en los últimos 5 años, evolucionando desde los 4,5 GW en 2018, cuando representaba un porcentaje del 4,6% respecto al total de potencia instalada, hasta los casi 22,5 GW actuales (19,2% sobre el total).

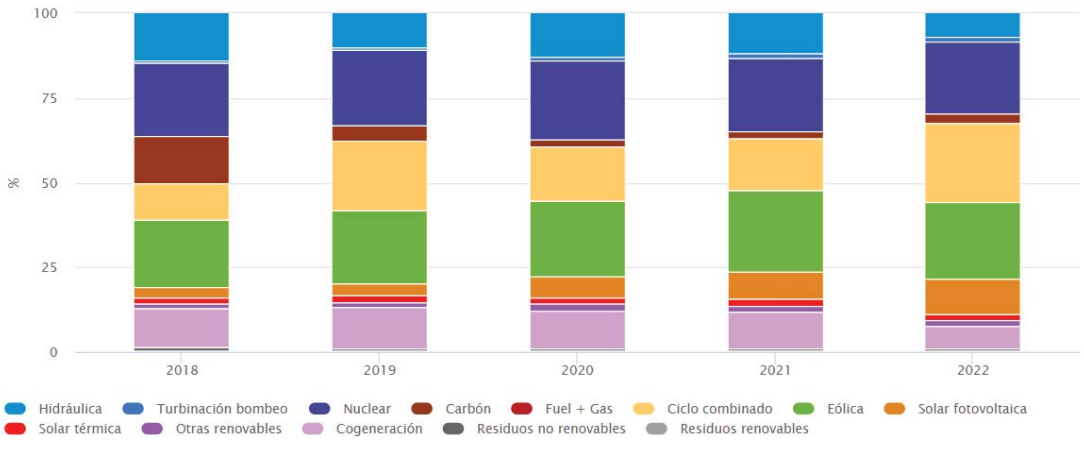
En lo que se refiere a la producción de energía a partir de fuentes renovables, en el año 2022 ésta representó un 43,7% respecto a la producción de energía total en el sistema eléctrico español peninsular. En 2023, hasta el 31 de octubre, esta cifra se incrementa hasta el 50,8%. Entre todas las fuentes de energía renovables cabe destacar la importante contribución de la generación eólica, que en los últimos años ha tenido un papel destacado: en 2021, fue la tecnología con mayor contribución a la cobertura de la demanda, y en los años 2018, 2019, 2020 y 2022, su contribución al *mix* energético la situó en el segundo lugar. La Figura 2 muestra la contribución de cada tecnología al *mix* energético del sistema eléctrico peninsular español en los últimos 5 años.

La producción de energía con fuentes renovables presenta grandes beneficios desde el punto de vista social, económico y medioambiental. No obstante, también presenta una serie de características singulares como la dispersión en su localización, la variabilidad de su producción, condicionada a la disponibilidad del recurso de energía primario, y la incertidumbre asociada a la predicción de su producción, que deben ser tenidas en cuenta por el Operador del Sistema con el fin de proveer al sistema de suficientes medios de generación y reservas para garantizar el equilibrio entre la producción y el consumo eléctrico.

Por otro lado, los escenarios de operación previstos en el horizonte 2030 con motivo de la implantación del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima contemplan un *mix* de generación en el que la contribución de las renovables alcanzará un valor del 81% en el sistema eléctrico español. Esto implicará escenarios de operación altamente variables en tiempo real, motivados por la alta variabilidad del recurso primario y los cada vez más rápidos y frecuentes cambios de programas de intercambio internacional. Adicionalmente, a lo anterior se sumará el desafío de hacer frente a las rampas de elevada pendiente de generación fotovoltaica y eólica y la necesidad de controlar un número de instalaciones que no cesa de crecer.

Red Eléctrica (RE), como Operador del Sistema, lleva años trabajando en acciones y nuevos proyectos que permitan maximizar la integración de energías renovables en

FIGURA 2
CONTRIBUCIÓN DE CADA TECNOLOGÍA AL *MIX* ENERGÉTICO DEL SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR ESPAÑOL EN LOS ÚLTIMOS 5 AÑOS



Fuente: elaboración propia

el sistema eléctrico español, considerando para ello los escenarios de operación previstos en la transición energética y buscando alcanzar los objetivos de la descarbonización. A continuación, se detallan las principales acciones y proyectos desarrollados en los últimos años.

EL CENTRO DE CONTROL DE ENERGÍAS RENOVABLES (CECRE)

Con el objetivo de integrar en el sistema eléctrico la máxima producción posible de energía de origen renovable, manteniendo los niveles de calidad y seguridad de suministro, en junio de 2006, RE puso en marcha el Centro de Control de Energías Renovables (CECRE), centro pionero y de referencia mundial en la supervisión y control de las energías renovables.

La información recibida en el CECRE permite realizar un análisis en tiempo real del escenario actual, prever las medidas de operación necesarias para que el sistema se mantenga en un estado seguro y emitir, en caso de detectarse situaciones inadmisibles de seguridad en el sistema, órdenes de limitación de la producción a las instalaciones de generación.

Observabilidad – Envío de información en tiempo real

De acuerdo con la legislación española vigente, más concretamente conforme al Real Decreto 413/2014, todas las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (RCR), y agrupaciones de las mismas, cuya potencia instalada sea superior a 1 MW, deberán enviar su producción en tiempo real al operador del sistema.

A través de los Centros de Control de Generación y Demanda (CCGD) habilitados como interlocutores con el operador del sistema, el CECRE recibe cada 12 segundos información en tiempo real de cada instalación RCR a través de las telemedidas relativas al estado de conexión, la producción de potencia activa y reactiva, y la tensión en el punto de conexión.

Actualmente, la observabilidad de las instalaciones eólicas alcanza un valor del 99%, la de las plantas fotovoltaicas, del 90%, y la de las plantas termosolares, del 100%.

Controlabilidad – Envío de consignas de potencia en tiempo real

Además de los requisitos de observabilidad previamente descritos, el Real Decreto 413/2014 establece que todas las instalaciones RCR y agrupaciones de las mismas, cuya potencia instalada sea superior a 5 MW, deberán adscribirse a un CCGD, que actuará como interlocutor con el operador del sistema, remitiéndole la información en tiempo real de las instalaciones y haciendo que sus instrucciones sean ejecutadas con objeto de garantizar en todo momento la fiabilidad del sistema eléctrico. A través de estos CCGD, todas las instalaciones de generación RCR mayores de 5 MW reciben cada minuto el valor de la potencia máxima que pueden producir.

Con la información en tiempo real recibida de las instalaciones RCR, el Operador del Sistema determina en tiempo real si el escenario de generación es admisible para garantizar la seguridad del sistema, atendiendo a los siguientes criterios:

- Congestiones en la red que deban ser resueltas mediante limitaciones a la producción de renovables, tanto en caso base como ante N-1.
- Garantía del equilibrio entre la generación y demanda del sistema, manteniendo un nivel adecuado de reservas a bajar.
- Capacidad de las instalaciones conectadas a la red de soportar huecos de tensión, con el fin de evitar el riesgo de que se produzca una desconexión de generación inadmisible.

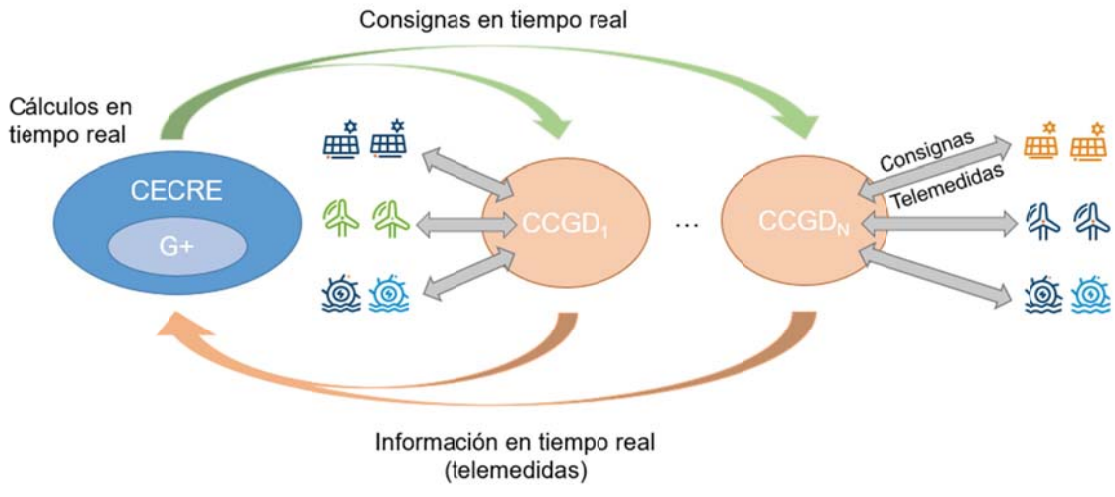
En caso de detectarse en tiempo real algún incumplimiento de los criterios de seguridad que no puedan ser solventados de otra manera (maniobras topológicas para redi-

rigir flujos, aplicación de teledisparos post-contingencia, aplicación de ratios dinámicos...), desde el CECRE se emiten sobre las instalaciones de producción RCR controlables las consignas de limitación (producción máxima admisible) para garantizar la seguridad del sistema.

Estos estudios de seguridad y la emisión de consignas de limitación de potencia en tiempo real, en caso de ser necesarias, se realizan a través de la aplicación G+. A través de su integración en el CECRE, G+ permite la monitorización en tiempo real de toda la generación RCR del sistema con potencia instalada superior a 1 MW y el control de la producción de aquélla con potencia instalada superior a 5 MW o que, voluntariamente, desee recibir consignas en tiempo real. En condiciones normales, la consigna emitida para todas las instalaciones controlables es su potencia instalada, es decir, no hay límite de producción hasta alcanzar la capacidad máxima. En caso de que el OS identifique en tiempo real sobrecargas en caso base o ante N-1, G+ permite que el operador del CECRE pueda solucionar estos problemas de seguridad de la forma más eficiente posible, limitando la generación de las instalaciones más efectivas para solucionar el problema y siempre considerando los criterios económicos y la prioridad de despacho establecidos en el Procedimiento de Operación 3.2. En aplicación de la legislación actual, las limitaciones emitidas sobre la generación de energía deben establecerse conforme a criterios económicos, en base a las ofertas de restricciones técnicas presentadas por cada instalación. Por tanto, actualmente, la generación renovable y convencional compiten de manera no discriminatoria y transparente, por lo que las energías renovables sólo tienen prioridad en caso de igualdad de coste para el sistema. De esta forma, G+ proporciona la solución óptima para la seguridad del sistema, minimizando el coste económico y maximizando la integración de renovables.

La aplicación G+ es una herramienta fiable y robusta, con el fin de evitar que un posible fallo en la emisión de consignas de producción pudiera suponer una merma en la seguridad del sistema. El esquema de comunicación del CECRE y G+ con los CCGD y las instalaciones es el representado en la Figura 3. Tal y como puede observarse, CECRE no se comunica de manera directa con las instalaciones, sino que lo hace a través de los CCGD. Esta solución permite minimizar el número de canales de comunicación, incrementando la seguridad al reducir el riesgo de fallo y optimi-

FIGURA 3
ESQUEMA DE COMUNICACIÓN DE CECRE Y G+ CON LOS CCGD PARA EL INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN



Fuente: elaboración propia

zando el coste económico. Los canales de comunicación empleados para el envío de consignas calculadas por G+ y la recepción de telemedidas de las instalaciones son los mismos: enlaces ICCP bidireccionales.

De este modo, desde el CECRE se hace posible la integración creciente de energía renovable, reduciendo las emisiones de CO2 a la atmósfera y permitiendo que la cobertura de la demanda pueda realizarse con energías renovables, sin comprometer la seguridad y calidad del suministro.

PREVISIÓN DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA CON FUENTES RENOVABLES

La variabilidad del recurso primario provoca cierta incertidumbre en la producción de energía por parte de las instalaciones de tecnología renovable, sobre todo con el creciente número de instalaciones RCR de potencia instalada inferior a 1 MW, que no tienen obligación de envío de información en tiempo real conforme a la normativa vigente. Con el fin de dimensionar el sistema con el suficiente margen de reserva con el que poder afrontar cualquier eventual desequilibrio entre la generación y demanda, garantizando así la continuidad y calidad del servicio, es necesario poder ajustar las necesidades de producción con instalaciones de tecnología no renovable, para lo que resulta esencial disponer de previsiones fiables de producción de energía con fuentes de energía renovable.

Red Eléctrica lleva más de 20 años trabajando en el desarrollo y mejora de sus modelos de previsión eólica y solar, conocidos con el nombre SIPREOLICO y SIPRESOLAR, respectivamente. Ambos modelos utilizan las predicciones de variables meteorológicas, datos estructurales y registros históricos de generación, y están basados en un sistema de combinación de distintas previsiones de producción.

La mejora continua de las herramientas de predicción ha permitido alcanzar errores actuales del 2,1% para la generación eólica y del 2,8% para la generación fotovoltaica en un horizonte de 24 horas, ambas con respecto a la potencia instalada. Dicha mejora permite al Operador del Sistema ajustar la necesidad de generación convencional maximizando la integración de producción renovable a la vez que se mantiene la seguridad del suministro.

REQUISITOS DE CAPACIDAD TÉCNICA

Cualquier incidente en tiempo real que suponga la desconexión intempestiva de generación en el sistema eléctrico peninsular español supone la ruptura del equilibrio entre la generación y la demanda del sistema. El hecho de pertenecer al sistema eléctrico europeo supone un respaldo frente a este tipo de incidentes, ya que en estos casos más del 90% de la generación desconectada puede ser reemplazada por energía importada a través de las interconexiones internacionales en los momentos inmediatamente posteriores al incidente. Sin embargo, la capacidad de interconexión internacional del sistema eléctrico español es reducida. Esto se traduce en que la capacidad de respaldo exterior ante posibles desequilibrios generación-demanda está limitada, de manera que, si se exceden ciertos valores, existe riesgo de desconexión con el resto del sistema eléctrico europeo, lo que afecta de manera directa a la seguridad del suministro.

Los huecos de tensión pueden dar lugar a la desconexión de las instalaciones de generación conectadas a los nudos de la red afectados por la caída de tensión, lo que puede provocar el desequilibrio entre la generación y la demanda. Para evitarlo, el Operador del Sistema realiza estudios en tiempo real a través de G+ para determinar la magnitud de la potencial pérdida de generación que se produciría en caso de incidente por hueco de tensión y, en función de los resultados, toma las medidas oportunas para garantizar la seguridad del sistema ante dicho incidente antes de que éste se produzca, como la emisión de consignas de limitación a las instalaciones conectadas a los nudos afectados por el hueco de tensión.

Los primeros parques eólicos que se instalaron en el sistema eran especialmente sensibles a los huecos de tensión. Para paliar este efecto, en 2006 se aprobó el Procedimiento de Operación (P.O.) 12.3, por el que se establecía la obligatoriedad de las instalaciones de generación de soportar huecos de tensión de 0,2 p.u. durante 500 ms. Como resultado de este hito en la legislación, las últimas consignas de limitación de potencia emitidas desde el CECRE por hueco de tensión se remontan al año 2008.

PARTICIPACIÓN DE LAS INSTALACIONES RCR EN LOS SERVICIOS DE BALANCE

Con el objetivo de seguir avanzando en la integración de energías renovables y disminuir las diferencias existentes entre la generación convencional y la generación renovable, el Real Decreto 413/2014 autoriza a las instalaciones de generación a partir de fuentes de energía renovable a participar en los servicios de balance del sistema. Con este paso, España se convirtió en el país pionero en permitir la participación de todas las tecnologías renovables en los mercados de balance.

Para participar en los servicios de balance del sistema, las instalaciones deben superar previamente las pruebas de habilitación, cuya aprobación y entrada en vigor se produjo en 2016. Desde entonces, más de 24 GW de instalaciones renovables, principalmente eólicas, han superado las pruebas para participar en los servicios de reservas de sustitución y regulación terciaria. Por otro lado, actualmente hay integrados en las zonas de regulación más de 12 GW de generación eólica, de los cuales más de 2,5 GW participan en la regulación secundaria. Respecto a la generación fotovoltaica, casi 4,1 GW están integrados en las zonas de regulación y 1,4 GW participan en el servicio de regulación secundaria.

La participación de las renovables en los servicios de balance permite mantener el equilibrio generación-demanda del sistema con menos generación no renovable acoplada, ayudando a maximizar la integración de renovables. Asimismo, supone un incentivo económico para las instalaciones RCR.

SISTEMA DE REDUCCIÓN AUTOMÁTICA DE POTENCIA (SRAP)

Para garantizar la seguridad y fiabilidad del suministro eléctrico, el Operador del Sistema debe comprobar que las variables de frecuencia, nivel de carga de las líneas, transformadores y aparamenta, y nivel de tensión en los nudos de la red están en todo momento dentro de los valores límite establecidos en el P.O. 1.1. Para ello, el OS realiza de manera continua estudios de seguridad en los que simula la ocurrencia de determinadas contingencias en la red de transporte y analiza el cumplimiento de los criterios de seguridad asociados a las variables anteriores. En caso de que en dichos estudios se detecte el incumplimiento de los criterios de seguridad ante contingencia (escenario de N-1), el OS aplica una serie de mecanismos preventivos para la solución de la restricción técnica (RR.TT) identificada, antes de que ésta llegue a producirse. Estos mecanismos son: maniobras topológicas sobre elementos de la red de transporte, modificación de los programas de venta de energía y uso de los automatismos de teledisparo.

El escenario de transición energética, en el que se prevé un incremento considerable de la potencia renovable instalada en el sistema eléctrico español, hace previsible un incremento de las RR.TT que deberán ser resueltas a través de los mecanismos anteriores. Debe tenerse en cuenta que los mecanismos preventivos para la solución de restricciones técnicas ante N-1 tienen una serie de desventajas asociadas que se intensifican a medida que crece la frecuencia con la que se aplican:

- Las maniobras topológicas provocan una disminución de la vida útil de los elementos de la red de transporte y una merma del mallado de la red que puede comprometer la seguridad del sistema.
- La modificación de los programas de venta de energía supone limitar la capacidad de generación de las instala-

ciones sobre las que se aplica, lo que implica un mayor coste económico para el sistema. Además, en caso de aplicarse sobre instalaciones RCR, supone una barrera para la integración de energías renovables en el sistema.

- Los automatismos de teledisparo están configurados para resolver RR.TT ante una contingencia específica, por lo que pueden perder la idoneidad para resolver dicha restricción ante unos escenarios previstos de operación altamente variables. Además, son mecanismos con un alto coste de instalación y mantenimiento.

Por los motivos anteriores, RE, como Operador del Sistema, ha puesto especial énfasis en tratar de paliar el posible incremento de la necesidad de aplicar mecanismos de solución de restricciones técnicas, principalmente el mecanismo de modificación de los programas de venta de energía de las instalaciones de generación. Como resultado de este trabajo, en enero de 2022 se aprobó el P.O. 3.11, que sienta las bases necesarias para la puesta en marcha del Sistema de Reducción Automática de Potencia (SRAP), una herramienta orientada a flexibilizar la operación del sistema y reducir las RR.TT asociadas a incumplimientos de los criterios de seguridad post-contingencia, optimizando a la vez el uso de las redes y maximizando la integración de generación renovable. SRAP permite programar y ejecutar acciones correctoras de forma automática ante la detección de eventos predefinidos, es decir, ante determinadas contingencias. Gracias a este sistema, las congestiones en la red de transporte se resuelven de manera correctiva, lo que permite maximizar la integración de energía al no aplicarse o reducirse considerablemente la aplicación de limitaciones preventivas a la generación.

Del mismo modo que sucedió con la apertura de los mercados de balance a las energías renovables, España se ha convertido en país pionero en lo que respecta al uso de un mecanismo con SRAP, al ser el primer país capaz de sustituir las maniobras preventivas para la solución de RR.TT por maniobras correctivas. De esta forma, España se sitúa a la cabeza de Europa en la implantación de medidas para maximizar la integración de energías renovables, tal y como ha confirmado el último informe del IEA, *Renewable Energy Market Update, Outlook for 2023 and 2024* (ver apartado *Conclusiones*).

Arquitectura y especificaciones de SRAP

El Sistema de Reducción Automática de Potencia está integrado en el Sistema de Control del OS, que realiza continuamente estudios de seguridad de la red. En caso de detectar un incumplimiento de los criterios de seguridad en la red de transporte ante una determinada contingencia, SRAP emite órdenes de predisposición de reducción de potencia a las instalaciones habilitadas que contribuyen a la sobrecarga identificada. Durante el tiempo en el que esta señal de predisposición está activa, las instalaciones pueden seguir generando energía. Si se detecta que la contingencia para la que se habían predispuesto las instalaciones finalmente se produce, SRAP emite una orden de activación a dichas instalaciones, que deben reducir a 0 MW su producción en un tiempo inferior a:

- 5 segundos, para órdenes de activación rápida,
- 40 segundos, para órdenes de activación media,
- 15 minutos, para órdenes de activación lenta.

El tiempo de activación asociado a la orden dependerá del elemento de red implicado en la sobrecarga y del nivel de sobrecarga del mismo.

SRAP está estructurado en dos módulos diferenciados: el módulo de análisis y optimización de red y el módulo de programación de secuencias y envío de órdenes, ambos en comunicación a través de una conexión API.

1. El módulo de análisis y optimización de red, también conocido como SENSIRED, es el módulo encargado de simular de manera continua contingencias en la red de transporte. En caso de detectar que alguna de las contingencias simu-

ladas provoca una restricción técnica en la red de transporte, propone una serie de acciones correctoras al operador para su solución (predisposición de instalaciones en SRAP, megavatios que deben ser reducidos, maniobras topológicas en la red…).

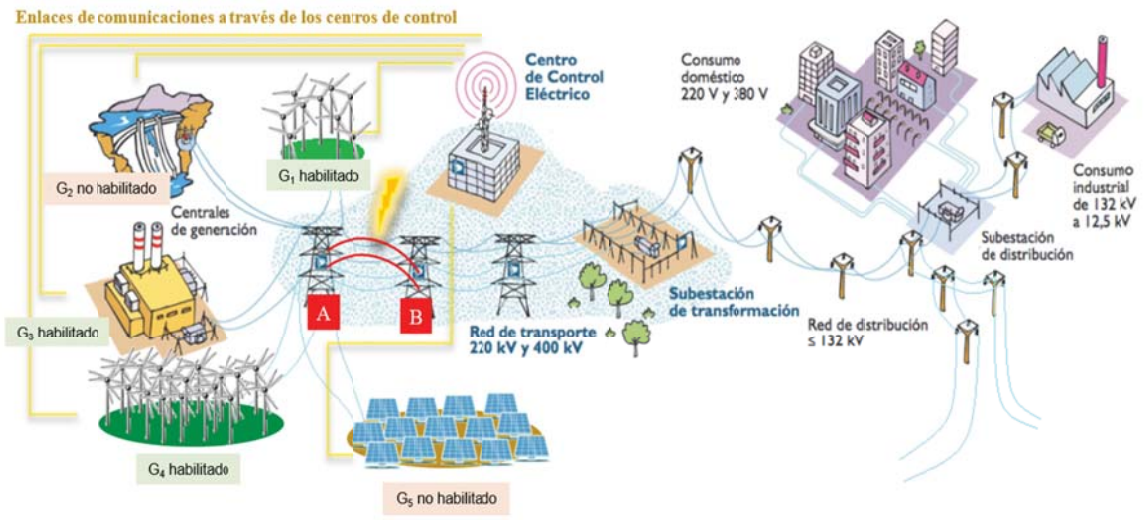
2. El módulo de programación de secuencias y envío de órdenes permite predefinir una serie de eventos o *triggers* (contingencias) y de secuencias de acciones correctoras para solucionar las RR.TT que los *triggers* provocan. Gracias a la integración de SRAP en el Sistema de Control, los *triggers* se supervisan en tiempo real a través de las telemedidas recibidas y, en caso de detectar que alguno de ellos se cumple, el sistema ejecuta la secuencia de acciones que el operador ha asociado al *trigger* en cuestión gracias a la información proporcionada por el módulo de SENSIRED.

Caso de uso

Una de las maneras más ilustrativas de explicar el cambio de paradigma que SRAP ha supuesto en lo que se refiere a la solución de restricciones técnicas ante N-1 es a través del planteamiento de un caso de uso. Por dicho motivo, a continuación se detalla el procedimiento empleado antes de la entrada en funcionamiento de SRAP para resolver en tiempo real una restricción técnica postcontingencia de un elemento de la red de transporte, y la forma de proceder actualmente para resolver la misma restricción, considerando en este caso la existencia de instalaciones habilitadas en SRAP.

El escenario empleado en ambos casos será el representado en la Figura 4, en el que se ha identificado que la contingencia de una de las líneas del doble circuito entre A y B, en el que evacúan su producción ~~de~~ los generadores G_1, G_2, G_3, G_4 y G_5, provoca la sobrecarga de la otra línea del doble circuito. Todos los generadores representados tienen una potencia instalada superior a 1 MW, por lo que tienen obligación de intercambiar información en tiempo real con el OS a través de los enlaces de comunicaciones establecidos a tal efecto entre los centros de control.

FIGURA 4
ESCENARIO SOBRE EL QUE RESOLVER UNA RESTRICCIÓN TÉCNICA EN TIEMPO REAL ANTE CONTINGENCIA



Fuente: elaboración propia

a) Solución de la restricción técnica identificada antes de la entrada en vigor de SRAP:

Cuando los estudios de seguridad realizados por el OS en tiempo real detectan que la contingencia de una de las líneas del doble circuito A-B provoca la sobrecarga de la otra línea, el OS procede a la aplicación de medidas preventivas para solucionar la restricción identificada:

- En primer lugar, realiza los cambios topológicos que ayuden al cumplimiento de los criterios de seguridad y que no supongan un desmallado de la red que pueda afectar a la seguridad del sistema.
- Si la aplicación de maniobras topológicas no fuera suficiente para solucionar la sobrecarga, el OS procede a emitir consignas de limitación de programa a los generadores que tienen un mayor grado de influencia sobre la restricción. En caso de que todos ellos tengan una influencia equivalente:
  - Se limitan a cero los programas con desglose incorrecto o no factibles.
  - Si lo anterior no fuera suficiente, se prorratea la energía a reducir entre los generadores, atendiendo al orden de prioridad de despacho por tecnología. En primer lugar, se reduce el programa de las instalaciones térmicas convencionales, continuando por el de las renovables gestionables y, finalmente, el de las renovables no gestionables. De esta forma, se limita primero al generador G_3, continuando por el G_2 y, en último lugar, a los generadores G_1, G_4 y G_5.

b) Solución de la restricción técnica identificada con SRAP:

Para el planteamiento de este caso, se va a considerar que los generadores G_1, G_3 y G_4 están habilitados en SRAP, no así los generadores G_2 y G_5.

- En primer lugar, el OS realiza los cambios topológicos que pueden ayudar a reducir la sobrecarga identificada sin comprometer la seguridad de la red por el desmallado realizado.
- Si la congestión persiste, el OS emite las señales de predisposición en SRAP a las instalaciones habilitadas en el sistema que tienen influencia sobre la restricción identificada, garantizando en todo caso que no se supera la potencia máxima postcontingencia (potencia máxima que el sistema puede perder de manera instantánea y simultánea sin comprometer la seguridad y garantía de suministro). Las señales de predisposición se emiten en orden inverso al de la prioridad de despacho, por lo que primero se predispondrían los generadores renovables no gestionables (G1 y G4) y, en segundo lugar, el generador convencional térmico (G3).
- Si la potencia predispuesta no es suficiente para resolver la restricción o si se alcanza la potencia máxima que puede perderse de manera simultánea, el OS procede a aplicar limitaciones de programa, atendiendo al precio de las ofertas de restricciones técnicas. En caso de igualdad de precio:
  - Se limita en primer lugar el programa de las unidades no habilitadas en SRAP, por orden de prioridad de despacho. En este escenario, la limitación se aplicaría sobre el generador G2 y después sobre el generador G5.
  - Si no es suficiente con la limitación de programa de las instalaciones no habilitadas en SRAP, se limita el programa de las unidades habilitadas, por orden de coste y prioridad de despacho ante igualdad de coste. En este caso, primero se reduce la producción del generador G3 y después la de los generadores G1 y G4, suponiendo el mismo coste.

Conforme a lo anterior, las instalaciones habilitadas en SRAP que hubieran sido predispuestas ante la contingencia de una de las líneas A-B solo habrían visto limitada su producción en caso de que se llegara al escenario del último punto descrito o en caso de que finalmente se produjera la contingencia para la que habían sido predispuestas.

Estado de implementación

A fecha 15 de octubre de 2023, el número de instalaciones habilitadas en SRAP asciende a 759, lo que representa un total de 31.465,2 MW. Por tipo de tecnología, tal y como puede observarse en la Figura 5, la mayor proporción respecto al total de instalaciones habilitadas corresponde a instalaciones de tecnología eólica (30,4%), seguidas por las instalaciones fotovoltaicas (29,6%) y los ciclos combinados (21,5%). Del total de megavatios habilitados, 77,1% corresponden a instalaciones RCR. A medida que se habiliten más instalaciones RCR, las probabilidades de que la energía integrada en el sistema eléctrico peninsular español gracias a SRAP sea de origen renovable aumentan, aunque esto dependerá de las RR.TT identificadas, de las instalaciones que contribuyan a ellas y de la asiduidad con la que se identifique cada restricción.

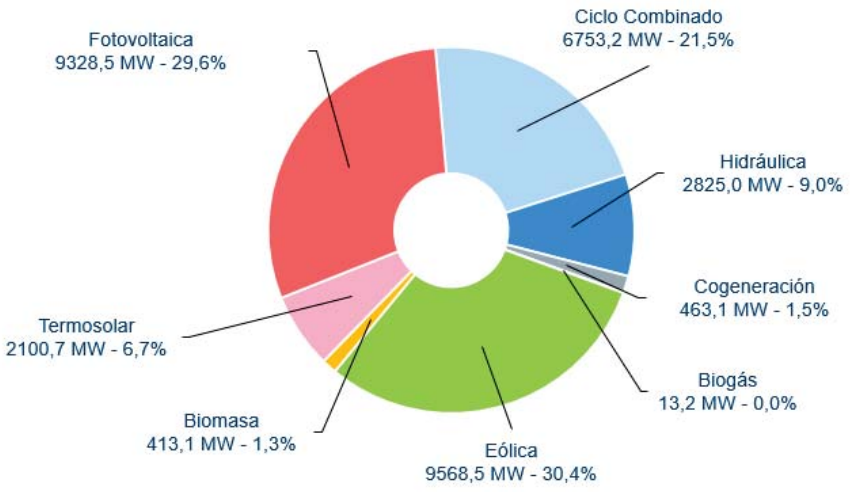
En lo que respecta al uso de SRAP para reducir la aplicación de limitaciones a la generación, la emisión de las señales de predisposición a las instalaciones habilitadas ha permitido integrar en el sistema más de 2,1 TWh de energía que, en el escenario previo, habría sido reducida para evitar las sobrecargas postcontingencia identificadas.

Hasta ahora, desde la puesta en servicio de SRAP se han emitido más de 2310 señales de predisposición, siendo especialmente destacable el hecho de que no se ha emitido ninguna señal de activación, por lo que ninguna de las instalaciones habilitadas ha tenido que reducir su potencia a 0 MW al no haberse producido la contingencia para la que se habían predispuesto, optimizando el recurso disponible y reduciendo las emisiones de CO_2 a la atmósfera dado que, de haber sido limitadas, habría que haber suministrado la energía a través de otras fuentes, principalmente con plantas de ciclo combinado.

CONTROL DE TENSIÓN

Desde hace años, RE ha trabajado en el diseño del servicio de control de tensión en el sistema eléctrico peninsular español, materializándolo en diferentes paquetes normativos que permiten cierta controlabilidad de la generación renovable, de cogeneración y residuos a través de rangos fijos de factor de potencia, y de la generación convencional, a través de rangos fijos de consigna de tensión. El actual y futuro nivel de penetración renovable conduce a un dinamismo creciente del sistema eléc-

FIGURA 5
POTENCIA HABILITADA EN SRAP POR TECNOLOGÍA



Fuente: elaboración propia

trico en lo que se refiere a una mayor variabilidad tanto de la generación, demanda, autoconsumo y almacenamiento como de las interconexiones internacionales lo que hace preciso una evolución de estas metodologías de control de tensión.

El control de tensión futuro debe estar basado en el envío de consignas de tensión en tiempo real calculadas mediante la utilización de tecnologías más eficientes. El envío de estas consignas se realizará a través de los canales establecidos en la normativa de referencia para el intercambio de información en tiempo real. Todo ello redundará sin duda tanto en la mejora la calidad del control de tensión. Resulta por tanto imprescindible adaptar y actualizar la normativa vigente a un control de tensión basado en el seguimiento de consignas de tensión y de potencia reactiva en tiempo real.

En este sentido, RE lanzó en 2020 una consulta pública con un diseño inicial para el nuevo servicio de control de tensión en el sistema eléctrico peninsular español. Este diseño ha sido depurado a lo largo de 2022 y 2023 gracias a un proyecto demostrativo regulatorio que ha puesto en operación real las tesis del nuevo servicio en dos zonas eléctricas relevantes de la RdT y en coordinación con 42 proveedores del servicio, de varias tecnologías de generación diferentes, agregados a través de 7 centros de control de generación. Las tesis del nuevo servicio de control de tensión se sustentan en VOLTAIRE, una aplicación desarrollada por RE en coordinación con SIEMENS cuyas principales características se resumen a continuación.

En primer lugar, un control terciario calcula las consignas óptimas en todas las subestaciones de la RdT basado en unos rangos de tensión definidos en las subestaciones piloto de la RdT por los operadores del centro de control en tiempo real. Las subestaciones piloto son las que se consideran más representativas del perfil de tensión de la RdT, típicamente una decena en la red de 400 kV y otra decena en la red de 220 kV. El control terciario resuelve un problema de optimización de flujos de carga cuya función principal es mantener un perfil de tensión dentro del rango de tensiones admisibles que recoge la normativa vigente.

Existe adicionalmente un control secundario que está destinado a minimizar el error en régimen permanente entre las consignas de tensión calculadas por el control terciario y las medidas de tensión en cada nudo de la RdT. Se trata de un control proporcional integral que calcula las consignas óptimas para los proveedores.

Se ha hecho un esfuerzo por establecer un marco común en el que los proveedores puedan participar de forma coherente a sus capacidades técnicas y al ámbito normativo bajo el que cada uno se encuentra dependiendo de su tecnología, potencia, red de conexión y año de puesta en servicio. Asimismo, se han considerado instalaciones tales como el almacenamiento o la hibridación de instalaciones, que, pese a no tener aún una presencia relevante en el control de tensión del sistema, es esperable que la tengan en el futuro.

Los proveedores, de manera voluntaria, podrán adecuar sus sistemas de control para poder participar en una prestación del servicio basada en consignas en tiempo real El hecho de que su aporte de reactiva sea regulado en tiempo real en función de su medida de tensión en barras de central (BC) redundará sin duda en la mejora de su calidad de control de tensión tanto para el sistema como para el propio proveedor. Asimismo, resulta imprescindible que los proveedores mantengan una capacidad reactiva obligatoria, en coherencia con la que les exige actualmente la normativa vigente. Debido al carácter local y proporcional del control de tensión, no basta con que solo algunos grandes proveedores de la zona ofrezcan este servicio, sino que todos los proveedores deben ofrecer un mínimo de capacidad reactiva para limitar su riesgo de desconexión por sub/sobretensión.

En cuanto a la retribución del servicio, RE ha diseñado unos mercados zonales de capacidad reactiva adicional para incentivar a los proveedores por ofertar la capacidad reactiva que tengan disponible en cada periodo horario en exceso a su capacidad reactiva obligatoria. RE define zonas eléctricas de influencia sobre las que se articula cada mercado en las zonas en las que existe necesidad de capacidad reactiva adicional y en las que se garantiza una compe-

tencia suficiente. Asimismo, actualiza la lista de subestaciones que componen una zona eléctrica, considerando los escenarios previstos y la disponibilidad de recursos de control de tensión, estableciendo los requerimientos de capacidad adicional para cada periodo horario de cada subasta.

La realización de una subasta diaria principal en el día D-1 es la mejor aproximación ya que tanto RE como proveedores del servicio necesitan disponer del escenario de generación para el día D. Se propone, por tanto, la celebración de las subastas en el D-1 cuando ya se han gestionado todos los procesos de programación asociados a la potencia activa, es decir, que se realice la asignación 30 minutos después de la publicación de resultados de la banda de regulación secundaria de potencia activa. Debido a la incertidumbre y variabilidad siempre presente en el sistema eléctrico, se considera imprescindible contar con la posibilidad de convocar subastas auxiliares cercanas al tiempo real que permitan a los gestores de red definir con garantías sus necesidades de capacidad reactiva adicional en todo momento. Se consideran períodos de entrega coherentes a los actuales períodos de entrega de potencia activa, es decir, periodos horarios. Esto será susceptible de revisión cuando los períodos de entrega de todos los mercados de potencia activa sean cuarto-horarios.

Red Eléctrica exige la superación satisfactoria de unas pruebas de habilitación para acreditar el correcto seguimiento de las consignas en tiempo real y la capacidad de reactiva adicional de los proveedores que quieran participar en los mercados.

Por último, se establece una obligación de pago por incumplimiento tanto de la prestación obligatoria como adicional ya que ambos pueden ocasionar perjuicio a la seguridad del sistema. Se plantea una homogeneización del valor de la obligación de pago por incumplimiento de la prestación obligatoria a los proveedores del servicio. Por otra parte, se propone que el valor para el incumplimiento de la prestación adicional sea coherente con las ofertas asignadas en los mercados de capacidad adicional.

RETOS A FUTURO

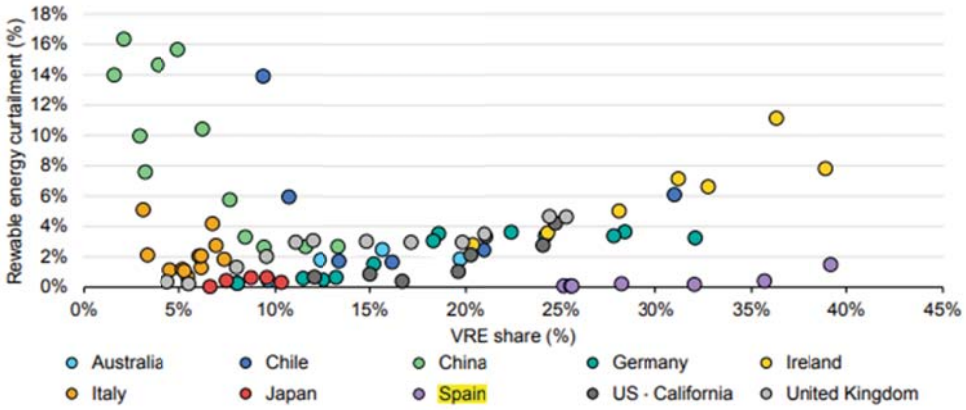
A pesar del éxito demostrado en la aplicación de todas las herramientas y acciones para maximizar la integración de energías renovables en el sistema eléctrico español, RE, como Operador del Sistema, continúa trabajando en nuevos proyectos para mantener esta tendencia en el tiempo sin que la calidad y seguridad del suministro se vean afectadas, más aún teniendo en cuenta la previsión de un considerable incremento de la potencia RCR instalada en el sistema. En este sentido, actualmente existen varias líneas de trabajo:

- Mejora de las herramientas de previsión de la producción con tecnologías renovables, considerando principalmente la hoja de ruta establecida para la implantación del autoconsumo en España.
- Desarrollo de nuevas interconexiones internacionales que permitan una mayor integración de renovables en escenarios de alta producción.
- Gestión activa de la demanda para su participación en los servicios de ajuste del sistema.
- Aportación de las tecnologías basadas en electrónica de potencia a la estabilidad del sistema eléctrico que permita un incremento en su participación del *mix* energético salvaguardando la seguridad del sistema.

CONCLUSIONES

Red Eléctrica, como Operador del Sistema en España, lleva años trabajando en nuevas soluciones que permitan una transición energética en condiciones plenas de seguridad para el sistema eléctrico, garantizando en todo momento el suministro eléctrico con la calidad requerida. Estos proyectos han venido acompañados por una planificación de la red de transporte en el horizonte 2020 y 2026 que ha puesto de manifiesto la importancia de las inversiones en el refuerzo de la infraestructura de red para cumplir el compromiso con la descarbonización.

FIGURA 6
REDESPACHOS APLICADOS SOBRE GENERACIÓN RENOVABLE PARA LA SOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS



Fuente: IEA

La puesta en marcha del Centro de Control de Energías Renovables en 2006 permitió al OS convertirse en el líder mundial en la supervisión y control de energías renovables, posibilitando la emisión de consignas a instalaciones RCR en caso de detectar el incumplimiento de los criterios de seguridad. Desde entonces, partiendo del éxito logrado con el CECRE en lo que se refiere a la integración de renovables, RE no ha dejado de trabajar en nuevos proyectos que maximicen estos beneficios y garanticen una transición energética justa y segura.

Algunos de los proyectos ya implantados como el Sistema de Reducción Automática de Potencia han demostrado ser herramientas muy efectivas para optimizar la integración de energía en el sistema, al sustituir parte de las limitaciones preventivas a la generación por maniobras correctivas. A medida que se habiliten más instalaciones en el sistema, los beneficios asociados a SRAP se harán más evidentes, convirtiéndose en un mecanismo imprescindible para abordar el desafío de la transición.

Todas estas acciones y proyectos, junto a la mejora continua de los algoritmos de previsión de producción, han permitido que España haya sido y siga siendo el líder mundial en integración de renovables, de acuerdo al último informe del IEA, *Renewable Energy Market Update, Outlook for 2023 and 2024*. Con los datos mostrados en la Figura 6, España está en niveles de vertidos de energías renovables extremadamente bajos.

El objetivo de RE es continuar trabajando en la mejora de los proyectos ya implementados, así como en nuevas soluciones que permitan a España seguir liderando la integración de energías renovables en condiciones de seguridad y continuar en la vanguardia europea y mundial en el ámbito de la transición energética.

SOBRE LOS AUTORES

Inés Encabo es ingeniera industrial por la Universidad Carlos III de Madrid, especializada en mecánica de fluidos y transferencia de calor por la NTNU. Desde hace más de 5 años, trabaja en el área de apoyo al Centro de Control Eléctrico de Red Eléctrica, donde ha colaborado en el diseño e implantación del Sistema de Reducción Automática de Potencia, en el diseño de pruebas para la participación en los servicios gestionados por el Operador del Sistema y en la especificación de requisitos para el intercambio de información en tiempo real con el OS, entre otros. Adicionalmente, colabora activamente en varios grupos de trabajo de ENTSO-E.

Juan Peiró es ingeniero industrial por la universidad de Comillas. Ha trabajo en varias áreas de Red Eléctrica durante los últimos 15 años. Actualmente, en el Dpto Centro de Control Eléctrico, está involucrado en el diseño del nuevo servicio de control de tensión peninsular español, en las especificaciones de la nueva interconexión HVDC por el Golfo de Vizcaya entre España y Francia y en el proyecto DSA para el análisis de estabilidad transitoria en tiempo real. Adicionalmente, durante los últimos 5 años, es profesor de laboratorio de la asignatura “Sistemas de energía eléctrica” del Grado en Ingeniería Industrial de la Universidad Pontificia Comillas.

Gema García es ingeniera industrial por la universidad Politécnica de Madrid. Desde hace más de 20 años trabaja como técnico de apoyo del Centro de Control Eléctrico en diversas áreas relacionadas con la operación del sistema. En particular, actualmente está involucrada en la supervisión del CECRE (Centro de Control de Energías Renovables) y en el entrenamiento de operadores mediante prácticas en simulador (OTS, Operational Training Simulator).

David Alvira es ingeniero industrial por la universidad Politécnica de Madrid. Lleva 30 años en Red Eléctrica desempeñando diversos puestos asociados con los estudios eléctricos, la planificación de la red y la operación del sistema. En 2010 fue nombrado responsable del departamento de Planificación de la Red, puesto que ocupó durante 7 años antes de asumir el puesto de responsable del departamento de Garantía de Suministro, departamento encargado de gestionar la planificación operacional. Desde hace casi 3 años es responsable del departamento del Centro de Control Eléctrico.