

Una reflexión sobre el desarrollo de la red de transporte y sobre la operación del sistema en el escenario de...

- El desarrollo y operación de la red apuntan a la necesidad de un cambio de paradigma en la Planificación y en la operación para que ambas ofrezcan las respuestas adecuadas a los retos que plantea la transición energética.



Una reflexión sobre el desarrollo de la red de transporte y sobre la operación del sistema en el escenario de transición energética

<https://elperiodicodelaenergia.com/una-reflexion-sobre-el-desarrollo-de-la-red-de-transporte-y-sobre-la-opera...>

Santiago Marín

Jueves, 30 julio 2026

Luis María Coronado

Ningún comentario

Tanto el proceso de Planificación como la metodología que conduce a la elaboración de propuestas de desarrollo de la red de transporte requiere de una profunda revisión. El proceso actual es lento y rígido. La metodología ignora la incertidumbre sobre la evolución de los escenarios a los que el diseño de la red debe dar respuesta y propone soluciones que tienen un tiempo de maduración aparentemente incompatible con el ritmo actual de transformación del sistema eléctrico.

Por otra parte, una operación del sistema esencialmente manual y con actuaciones predominantemente preventivas corre el riesgo no poder dar las respuestas adecuadas al cambio que está experimentando el sistema eléctrico como consecuencia del desplazamiento de la generación síncrona por aquella que se conecta a través de electrónica de potencia.

En este artículo abordamos una reflexión sobre ambos aspectos, desarrollo y operación de la red, que apunta a la necesidad de un cambio de paradigma en la Planificación y en la operación para que ambas ofrezcan las respuestas adecuadas a los retos que plantea la transición energética.

Introducción: PNIEC, transición energética y desarrollo de la red de transporte

Los objetivos del PNIEC no se están materializando a la velocidad prevista ni en el lado de la oferta/generación ni muchísimo menos en el lado de la demanda. Una cosa son los planes y otra cosa es el aterrizaje de estos en la realidad. Esto último tiene poco que ver con las voluntades políticas y mucho que ver con su viabilidad técnica y económica (precios de los distintos equipos y sistemas, precios de la electricidad y capacidad de inversión en el contexto actual).

Así pues, se ha avanzado en generación renovable pero el ritmo de crecimiento es claramente insuficiente en caso de la eólica o corre el riesgo de ralentizarse o incluso frenarse en el caso de la fotovoltaica que, en ausencia de un crecimiento del consumo (su electrificación va muy por detrás de las expectativas que proyecta el PNIEC) o de almacenamiento de energía, no encuentra quien financie los nuevos proyectos y peor aún con proyectos que ya están en servicio buscando desesperadamente una refinanciación.

Se está en espera del crecimiento del consumo que, salvo en lo que se refiere a los nuevos consumos vinculados a la economía del dato y el vehículo eléctrico, no parece que vayan a despegar rápidamente. La otra vía para estabilizar el desarrollo de las renovables pasa por la hibridación de esta con sistemas de almacenamiento y/o el desarrollo de las soluciones de almacenamiento “*stand alone*”. Hasta hace poco al menos, los “números” no salían y esto ha dado lugar a que las expectativas del PNIEC en materia de almacenamiento queden también y por el momento muy alejadas de la realidad (1).

Además, el crecimiento de la generación renovable se agota no sólo por efecto de la “canibalización” creciente de la fotovoltaica, se agota también localmente por unas redes con vertidos crecientes (2) y por un sistema cuya estabilidad reposa en un modo de “operación reforzada” que va en detrimento de las renovables, de la competitividad de la industria y del bolsillo del consumidor.

En cuanto a la red hay una Planificación aún vigente que es la 2021-2026 y desde diciembre de 2023, está en fase de elaboración la Planificación 2026-2030. La Planificación vigente ha necesitado hasta ahora dos procesos de modificación, uno en 2024 y otro en 2026, este último incluye esencialmente actuaciones identificadas a raíz del apagón de abril 2025.

Sobre este telón de fondo, creemos que hay un componente del sistema eléctrico que merece análisis específico y urgente: el desarrollo de la red de transporte. pues son las redes las que hacen posible el desarrollo y la electrificación del consumo (tanto de los nuevos como de los resultantes de la electrificación de los existente) y son también y sobre todo, la columna vertebral sobre la que reposará la seguridad energética en una economía descarbonizada. Sin redes adecuadas, la generación renovable se vierte, la demanda no se desarrolla ni se electrifica y el sistema opera en un estado de tensión creciente, trasladando sus costes —en forma de restricciones técnicas y operación reforzada preventiva— a la factura del consumidor y a la competitividad industrial.

Separar al Operador del Sistema del transportista: se abre el debate para canalizar la gran apuesta por la electrificación
ANÁLISIS |

Planificación, los procesos administrativos. Lentitud del proceso de aprobación de la planificación y de la ejecución de esta

El desarrollo de la red de transporte de electricidad está atado a dos “mecanismos” administrativos, los que rigen el

España necesita abrir un debate para tratar de que la transición energética no se convierta en un lastre económico para la competitividad del país.

proceso de elaboración y aprobación de Planificación y por los que debe transitar REE para poder ejecutar las instalaciones aprobadas en la Planificación. Ambos “mecanismos” están pensados para asegurar el correcto desarrollo del sistema eléctrico y el cumplimiento de la legislación en una situación normal de desarrollo del sistema eléctrico y tienen como denominador común su

lentitud y su rigidez, características ambas que los hace esencialmente inadaptados a periodos, como el presente, en los que se debe producir una intensa transformación de sistema eléctrico y todo ello y supuestamente al intenso ritmo que marca el PNIEC.

Desde el inicio de un proceso de Planificación hasta su aprobación transcurren no menos de dos años y medio. La Planificación que finalmente se aprueba llega hasta el último detalle (¡incluye hasta el interruptor que habilita la conexión a la red!) y cualquier necesidad de adaptación o modificación (eliminación o ampliación de esta) requiere de la movilización de mecanismos – Modificaciones Puntuales y Adaptaciones técnicas- discrecionales en su aplicación y, sobre todo, lentos en su ejecución.

Con este esquema tan lento y rígido no hay garantía de que las actuaciones incluidas en la Planificación estén todas ellas adaptadas a la resolución de las necesidades reales del sistema ni tampoco que lo estén todas las actuaciones realmente necesarias para atender esas necesidades. Esto último es lo que ponen en evidencia las restricciones técnicas. La red de transporte se diseña bajo unas hipótesis de magnitud y de ubicación de generación y demanda acordes -en valores agregados y en zonas de ubicación de la generación futura- con los supuestos del PNIEC. Sin embargo, tanto la magnitud como la ubicación real de ambas puede ser diferente de la supuesta en el PNIEC lo que genera una inadaptación de las redes a la realidad que termina trasladándose a su operación y que se traduce en restricciones técnicas cuyo coste se traslada al precio de la electricidad.

Pero no termina ahí, una parte de las actuaciones que se incorporan en la Planificación son las de construcción de nuevas líneas de transporte que necesitan, en promedio europeo, de 10 años desde que se detecta su necesidad hasta su puesta en funcionamiento. Lo dice la Agencia Internacional de la Energía y a ese dato nos referimos pues esa información en el caso de España no es pública. La brecha entre necesidad y ejecución de las nuevas líneas eléctricas de transporte hace necesario, además de un rediseño y/o agilización. Esto último y en al menos una parte, parece una tarea al alcance de la IA de los procesos de tramitación y de autorización, un replanteo del proceso de Planificación y del tipo de soluciones que se deben incorporar en la misma para agilizar su implantación y para dotar a la red resultante de flexibilidad para adaptarla a escenarios futuros difícilmente previsibles.

En contraste con las actuaciones como las nuevas líneas, las actuaciones que tienen lugar en una subestación -como la incorporación de un desfasador (3)- requieren, según la Agencia, de algo más de dos años. Cinco veces menos. Si consideramos los tiempos de fabricación (*procurement*) seguramente esos dos años se incrementarán notablemente, pero aun así no alcanzarán los tiempos medios de ejecución de las líneas.

Así pues, una vez que se planifica una línea y se inicia su tramitación transcurrirán dos Planificaciones actuales hasta su puesta en servicio. Cuando esta ocurra la necesidad de la línea ha podido mantenerse o intensificarse, pero también ha podido decaer como consecuencia de los cambios de ubicación y magnitud de la generación y del consumo con relación a los previstos al elaborar la Planificación en la que la línea encontró su justificación. Si la necesidad de la línea ha decaído pero el correspondiente proyecto ha adquirido un “grado de madurez suficiente” se incluirá en Planificaciones sucesivas hasta su ejecución.

Incluso si la necesidad de la línea no se ve cuestionada en Planificaciones sucesivas, ocurre que los nuevos proyectos de consumo y de generación. requieren de entre dos y cinco años para su puesta en servicio y por consiguiente las líneas requieren de mucho más tiempo para su ejecución que el que requieren las actuaciones de generación o de demanda que las motivan. Esta inadaptación de tiempos dará lugar a restricciones de evacuación en el caso de la generación y, previsiblemente, pérdida de oportunidades en el caso del consumo.

Así pues, la lentitud en el despliegue de la red de transporte que necesita el desarrollo del PNIEC está directamente relacionada con la lentitud del proceso de Planificación y del proceso de autorización de (determinadas) actuaciones planificadas y, este último, directamente relacionado con el tipo de soluciones que esta contempla.

El reciente RDL 7/2026 ataca, aunque sólo en parte, las limitaciones del proceso de Planificación incrementando la frecuencia de su elaboración (cada tres años en lugar de cada cinco) e introduciendo mecanismos de actualización cada dos años en lugar de en periodos indeterminados (actualizaciones discrecionales).

También contempla un mecanismo alternativo a las Modificaciones de Aspectos Puntuales de la Planificación cuando se trata de incluir en ésta una nueva posición. Aunque estas modificaciones introducidas en nuestra regulación de la Planificación apuntan a dotar al mecanismo de planificación de mayor flexibilidad y de una mejor adaptación de la misma a la incierta trayectoria de la profunda transformación que impone la TE al sistema eléctrico, no atacan ni la duración del proceso de Planificación, ni la revisión de los criterios de decisión para la inclusión de nuevas actuaciones (especialmente cuando éstas están motivadas por el consumo), ni la coordinación con los gestores de la red de distribución, ni el tipo de actuaciones que deben ser priorizadas, ni la idoneidad de la metodología utilizada.

Planificación: la necesaria revisión en profundidad del proceso y de la metodología de la Planificación. No basta la mera adaptación, como la que introduce el RDL 7/2026, de un proceso ideado hace ya más de 20 años

El enfoque de la Planificación persigue dar una respuesta eficiente a la pregunta siguiente: ¿Qué red se necesita para materializar los objetivos que fija el Gobierno a través del PNIEC? El ejercicio de Planificación lo que persigue es construir la infraestructura necesaria que hace posible el futuro que identifica el Gobierno (4) y diseñar para ello una red coherente con ese objetivo. Luego, el futuro ideado será o no será y la red que se diseñe será o no la que el sistema eléctrico futuro necesite.

Si abrimos ese enfoque para tener en cuenta la incertidumbre sobre el futuro y elaborar una planificación que dé respuesta a la pregunta ¿Qué inversiones en red son útiles en la mayoría de los futuros plausibles? Tendremos que plantear múltiples escenarios con objetivos de largo plazo (por ejemplo, cero emisiones en 2050) reflejando tanto distintos caminos como velocidades para alcanzarlos frente al análisis de un escenario objetivo único.

La definición de los escenarios debe hacerse juntamente con los distribuidores, debe estar abierta a las distintas administraciones afectadas y/o interesadas, de modo muy particular las CCAA como responsables que son de la ordenación de sus territorios, y a los sujetos interesados y debe, tal y como ocurre ahora con el escenario derivado del PNIEC, contemplar las 7860h de un año completo para reflejar las características estacionales tanto del consumo como de la producción renovable.

Los escenarios los supervisa y aprueba el regulador, garantizando su alineamiento con la política energética, así como la neutralidad de estos frente a los posibles intereses de los gestores de las redes.

Red Eléctrica y sus socios europeos alertan de que reducir la factura eléctrica no puede poner en riesgo las inversiones en infraestructuras Entso-e respalda la propuesta de Bruselas para abaratar la electricidad, pero reclama una regulación que garantice una rentabilidad competitiva para financiar las inversiones récord que requerirá la modernización de las redes eléctricas y la transición energética.

Los escenarios se revisan anualmente incorporando la nueva generación, almacenamiento y consumo que han entrado en servicio durante el último año, así como la generación y almacenamiento (tanto stand alone como hibridado) que hayan alcanzado un determinado grado de madurez (de tramitación y, si resulta factible, financiera) así como la proyección de nuevos consumos prioritarios (incluyendo el vinculado a los proyectos estratégicos) y así como de nuevos consumos derivados de la electrificación de la economía.

Cada escenario —o, más precisamente, el conjunto de actuaciones de desarrollo de red derivado de cada uno de ellos— se evalúa conforme a un conjunto de criterios, como ocurre en la actualidad, para decidir su posible incorporación al plan de actuaciones correspondiente. A partir del análisis conjunto de las actuaciones resultantes de todos los escenarios considerados, se seleccionan

aquellas que satisfacen el criterio de decisión establecido —por ejemplo, el de *minimizar el arrepentimiento*, utilizado en el Reino Unido— para su inclusión en la propuesta de plan anual.

Estas actuaciones deberán figurar varios años consecutivos en los respectivos planes anuales y someterse a consulta pública y evaluación de impacto para que el regulador apruebe su ejecución. Los costes hundidos resultantes de estos procesos cuando la actuación no llega a obtener la aprobación del regulador le son reconocidos al transportista.

De este modo la Planificación no responde a una foto fija que se hace cada cierto número de años, se trata de un proceso “continuo” que da cabida a la incertidumbre y con una revisión anual de escenarios y resultados que posibilita un cierto grado de adaptación a lo que está ocurriendo y no sólo a las previsiones, más o menos acertadas, de lo que deberá ocurrir.

Esta propuesta es similar a la que lleva a cabo el operador del sistema eléctrico en el Reino Unido y su principal característica es que la incertidumbre no se elimina, sino que se gestiona mediante la planificación por escenarios. En lugar de buscar una previsión "correcta" y una red ajustada a esa previsión, se evalúa cómo respondería la red ante múltiples futuros plausibles y se priorizan las inversiones que mantienen su utilidad en la mayoría de ellos. Este enfoque permite reducir el riesgo de sobredimensionar o infrautilizar la red.

Se trata sólo de un ejemplo. Hay otros modelos de Planificación en los que inspirarse. Un análisis comparado de los distintos modelos de Planificación en Europa y en el mundo, podría ayudar a definir un nuevo modelo de Planificación. Este modelo, deberá en todo caso tomar en cuenta la incertidumbre tanto en las previsiones futuras como en la traslación que de estos hace el gestor de red a los correspondientes modelos de red sobre los que valorará las actuaciones de desarrollo necesarias. Además, deberá:

- adoptar enfoques y métodos probabilísticos para no limitar la valoración de las distintas actuaciones al valor de su beneficio esperado sino también el riesgo de dicha valoración;
- orientar una preferencia (5) por actuaciones que posibilitan un desarrollo de red más ágil y "adaptativo". Se trata pues de promover soluciones basadas en la información del estado real de los activos (Dynamic rating) y de control de flujos (BESS, FACTS,...) para aprovechar la capacidad que realmente ofrece a red frente al despliegue de más líneas para incrementar la capacidad que será en gran medida inutilizada;
- incorporar como objetivos la robustez y resiliencia de la red de transporte que garantice la supervivencia del sistema eléctrico en escenario extremos. Sobre este punto, y dada su extrema importancia, volveremos más adelante en esta nota.

De este modo la red se diseña para ofrecer un buen desempeño en un amplio conjunto de escenarios, minimizando el riesgo de que una inversión resulte inadecuada si el futuro difiere de las previsiones y potenciando soluciones activas que requieren de menos hierro y de más información, computación y control.

La transición energética lleva de la mano una profunda transformación de la estructura y del comportamiento físico del sistema eléctrico lo que a su vez requiere de un profundo cambio de enfoque no sólo en el desarrollo de las redes sino de forma muy especial de su operación

El sistema eléctrico se opera de forma manual. Siempre se hizo así. En España y en el resto del mundo. La operación de un sistema eléctrico formado por un reducido número de instalaciones de generación de gran tamaño y todas ellas gestionables, no necesita de más. Prueba incontestable de ello, es que así se han venido operando durante décadas la totalidad de los grandes sistemas eléctricos del mundo con niveles de seguridad de suministro más que aceptables.

Sin embargo, la transformación del sistema eléctrico sufrida a lo largo de las dos últimas décadas (consistente esencialmente en la sustitución del funcionamiento de los grupos térmicos convencionales por un número muy elevado de instalaciones de producción renovable, en su mayoría, de tamaños "reducidos", dispersas en el territorio, con características "grid following" y, en

ausencia de baterías, intermitentes y escasamente gestionables) ha hecho muchísimo más compleja la operación del sistema.

Asimismo, el sistema no sólo ha cambiado en términos de la “dispersión”, “granulometría” y “volatilidad” de la generación, ha variado también y de forma radical en su comportamiento físico pues este depende cada vez más de las características y diseño de los controles de la electrónica de potencia a través de la cual se conectan a la red las instalaciones renovables y cada vez menos de la generación convencional, aún necesaria para dotar de estabilidad al sistema eléctrico, cuyo comportamiento eléctrico está determinado, principalmente, por el de sus alternadores.

Los ciclos combinados hacen su 'julio': la producción se dispara y dan estabilidad al sistema en las horas no solares La generación de las plantas térmicas de gas podría superar los 5.000 GWh este mes, el dato más alto desde octubre y el mejor de un mes de julio de los últimos tres años.

Ambos comportamientos son, hoy en día, radicalmente distintos y, a medida que hay más de lo primero que de lo segundo, el comportamiento del sistema resultante se ve cada vez más condicionado por el de la electrónica de potencia. El diseño del mercado también genera complejidad operativa con periodos de programación cuarto horarios con cambios bruscos – de magnitud de la generación y de magnitud y sentido de los intercambios entre sistemas eléctricos.

De todo esto resulta que la ocurrencia de fenómenos oscilatorios, entre otros, como los que concurrieron en el desencadenamiento del apagón registrado el 28A de 2025,

no sean hechos marginales sino estructurales en ausencia de las medidas correctoras oportunas.

La detección de estos fenómenos y la puesta en marcha de las contramedidas de operación necesarias (6) en ventanas de respuesta muy cortas difícilmente pueden descansar en procesos manuales, más adaptados a la adopción de medidas preventivas aplicadas ex ante, en general costosas, y sin garantías para hacer frente a situaciones excepcionales cuando los tiempos de respuesta son muy reducidos.

Una evolución de la operación basada en un uso cada vez más intensivo en información (del sistema eléctrico y también de su entorno) y de computación en tiempo real (gemelos digitales, IA en tiempo real) con el objetivo de reemplazar una operación en esencia preventiva por otra esencialmente correctiva

La gestión de las redes y la operación del sistema eléctrico debe transformarse para adaptarse al cambio de naturaleza de los comportamientos de un sistema eléctrico en permanente transformación. Es desde luego una opinión, pero el sistema parece haber llegado al límite de la integración de renovables en un “modelo BaU” (“Business as Usual”), es decir basado en los mismos principios y praxis que hace décadas.

Parece que el escenario para un cambio de paradigma de la operación de los sistemas eléctricos “está servido”. Este cambio de paradigma debe articularse en torno a la digitalización y a la automatización de una parte muy importante de los procesos de la operación del sistema. Desde esta perspectiva, sería necesario y urgente:

- Seguir avanzando intensamente en la “digitalización-monitorización” de los activos de la red de transporte para alcanzar una observabilidad “ampliada” (7) en tiempo real del estado de esos activos y del entorno en el que operan y también una observabilidad “extendida” (8) a fenómenos como las oscilaciones cada vez más probables en su ocurrencia y más relevantes en su impacto;
- Avanzar en la “digitalización-automatización” de la operación en tiempo real de las redes y del sistema eléctrico mediante la incorporación de gemelos digitales y de la IA en tiempo real, inicialmente como herramientas de ayuda a la toma de decisiones informadas en la operación manual, pero con el objetivo final de automatizar progresivamente la operación sin menoscabo de que esta quede sometida a la supervisión de operadores y de analistas de sistemas eléctricos de potencia muy experimentados.

Estas actuaciones de digitalización de la gestión y operación de las redes y del sistema, no sólo debe conducir a una operación más segura sino también a una operación más eficiente a través de un mejor aprovechamiento de las capacidades de la red y de los recursos del sistema y, en definitiva, a una operación menos preventiva y más correctiva (9). El despliegue a escala de recursos de flexibilidad, muy especialmente de baterías, va a hacer posible ese acercamiento al tiempo real en el control de las redes.

La automatización de la operación conlleva una transformación profunda y en nuestra opinión inevitable del modelo de operación. La regulación debe incentivar y acompañar esa transformación dotándola de incentivos adecuados para la inversión del TSO en tecnología, computación y conocimiento frente a un modelo, como el actual, basado en la retribución de la inversión en activos físicos “estándar” (líneas, cables, transformadores, reactancias e interruptores).

La nueva seguridad eléctrica: redes digitales y resilientes Los distribuidores locales tienen la oportunidad de liderar la transición hacia redes más digitales, flexibles y resilientes, actuando como agentes clave de la transformación energética del territorio.

Un desarrollo de red que incentive la reducción de los plazos de despliegue de las actuaciones necesarias, así como la flexibilidad y escalabilidad de estas

Por otra parte, la regulación debe incentivar el desarrollo de la infraestructura física de transporte que maximice la flexibilidad/escalabilidad de las soluciones y que minimice el tiempo necesario para su puesta en servicio. Así pues, en nuestra opinión, la regulación debe incentivar

soluciones basadas en la información y el control en las redes con actuaciones estructurales preferentemente nodales (FACTS, BESS (10), REAS, CS,...), es decir soluciones que se despliegan en las subestaciones frente a actuaciones lineales (líneas y cables) que afectan a una amplia franja del territorio y en el caso de la inevitabilidad de estas últimas, la regulación debe incentivar la reutilización de trazas existentes mediante repotenciaciones sin excluir el cambio de tensión y/o tecnología de transporte (11) frente a la mera adición de nuevas líneas discurriendo “en paralelo” con las existentes. Con este tipo de soluciones, lo que estamos buscando es:

- acortar (12) la tramitación y, al mismo tiempo, reducir la huella territorial de las redes. Aunque los tiempos de fabricación/entrega (“*procurement*”) en el caso de alguno de los dispositivos

nodales mencionados pueden ser importantes, su tramitación es mucho más fácil al ser su impacto territorial y ambiental mínimo comparado con el de una nueva línea y además su periodo de instalación, también puede ser más reducido;

- incrementar la utilización de la red existente y/o de las trazas existentes incrementando al mismo tiempo la flexibilidad/adaptabilidad de la red a distintos escenarios, la escalabilidad de las soluciones y la resiliencia del sistema eléctrico. Un despliegue “inteligente” de los sistemas de almacenamiento “*stand alone*” y la incentivación de la flexibilidad “estructural” del consumo son dos herramientas muy potentes para incrementar utilización, flexibilidad y resiliencia de las redes en general y de la red de transporte en particular. Para un despliegue “inteligente” es preciso que el gestor de la red proporcione señales adecuadas de ubicación para las futuras instalaciones de almacenamiento “*stand alone*” posibilitando el que el despliegue de baterías sea complementario con el de la propia red de transporte. En cuanto a la flexibilidad del consumo nos referimos al desarrollo y potenciación de la capacidad de acceso flexible. Se trata de que los nuevos consumos y/o parte de los existentes puedan aprovechar al máximo las capacidades de red que quedan vacantes por aplicación preventiva de los criterios de seguridad, así como complementar los patrones temporales de uso de la red de aquella demanda que no puede ser flexible. Las modificaciones regulatorias para la incorporación de demanda flexible están en curso, pero quizás no lo estén las señales económicas -precios de peajes y cargos- que incentiven este tipo de flexibilidad.

Para que esto realmente ocurra debe revisarse en profundidad el modelo retributivo de las redes y de su operación. El modelo revisado debe incentivar enfoques innovadores en la operación y en el desarrollo de redes orientado en mayor medida al control de los flujos de potencia vs el enfoque vigente (“BAU”) de soluciones pasivas (adición de nuevas líneas en paralelo con las líneas existentes), no penalizando este cuando resulte inevitable sino promoviendo (retribuyendo ventajosamente) la innovación, por ejemplo, permitiendo la retención de una parte de la inversión evitada en soluciones alternativas “clásicas”.

Resiliencia una propiedad esencial hoy y mucho más aún en un futuro “totalmente” electrificado

Habida cuenta del carácter esencial del suministro eléctrico, la Planificación o, más en general, el desarrollo de las redes debe incorporar entre sus objetivos no sólo los que emanan del PNIEC, muy vinculados a la seguridad del sistema energético en el largo plazo (suficiencia de generación y de redes para cubrir la demanda en escenarios futuros).

La Planificación la red debe añadir al objetivo de dotar al sistema eléctrico de un nivel de resiliencia (13) que garantice su funcionalidad (al menos parcial) ante eventos que exceden los criterios estándar de fiabilidad, ya sean estos el resultado de ciberataques, ataques físicos, fallos múltiples de la infraestructura, episodios climáticos externos, incendios de gran magnitud ... El desarrollo de las redes – convertidas por mor de la Transición Energética en columna vertebral del sistema energético de nuestro país – además de posibilitar la transformación del mix de producción al objetivo del 100% renovable y de electrificar la economía – objetivos estos con un fuerte componente de seguridad energética a largo plazo, o como se dice ahora, de autonomía estratégica - debe también garantizar

la seguridad energética de corto plazo, es decir, aquella vinculada a la capacidad del sistema eléctrico de solventar sin pérdida completa de funcionalidad y con una rápida reposición del servicio las consecuencias de la ocurrencia de escenarios extremos.

Este objetivo de resiliencia abarca no sólo la infraestructura física sino también la infraestructura de operación del sistema. Sobre la primera ya se hicieron reflexiones interesantes que podría servir de punto de partida para el enfoque de seguridad de suministro “aumentada” que debería poder contemplar la Planificación a raíz de la tormenta Delta que afectó en 2007 a los sistemas eléctricos de Canarias y de modo muy particular al de Tenerife, reflexiones que podrían servir de punto de partida para el enfoque de seguridad de suministro “aumentada” que debería poder contemplar la Planificación.

Sobre la componente de “corto plazo” de la resiliencia, es decir, sobre la que depende de los sistemas en los que descansa la operación del sistema eléctrico debe garantizarse integridad de los sistemas de medición, comunicación, protección y control de la red (ciberseguridad) y la seguridad de operación del sistema eléctrico mediante el desarrollo de sistemas automáticos de protección y control del sistema eléctrico (WAMPCS) (14) para evitar que ante la ocurrencia de incidencias severas se produzca su degradación en cascada hasta el colapso total.

Las medidas de resiliencia deben poner el acento en la supervivencia de los servicios críticos y en una rápida reposición de suministro cuando este se haya visto afectado. Entre estas medidas y dado el carácter cada vez más distribuido de la generación renovable y la incorporación a gran escala de los sistemas de almacenamiento distribuido, tanto en aplicaciones de red como de autoconsumo, podría contemplarse aquellas destinadas a posibilitar la formación controlada de islas eléctricas capaces de garantizar los dos objetivos anteriormente señalados.

Santiago Marín y Luis María Coronado son ingenieros con más de 30 años de experiencia en gestión de redes y sistemas eléctricos. Han desarrollado su carrera en Red Eléctrica y ENTSO-e.

(1) En sí mismo no es necesariamente una mala noticia pues querrá decir que el grueso del desarrollo de baterías estacionarias se producirá habiendo estas alcanzado su madurez comercial y tecnológica (*grid forming*) y por consiguiente su despliegue será eficiente preservando la competitividad de nuestra producción de energía. España ya cometió su error con la introducción a “gran” escala de la tecnología PV cuando, a diferencia de lo que ocurre hoy, no había alcanzado una escala de producción que la hiciese competitiva. Este error resultó muy caro para los consumidores.

(2) La generación renovable tarda menos tiempo en desarrollarse que la infraestructura de transporte que posibilita su evacuación y la generación renovable no siempre se desarrolla de forma acorde con la ubicación supuesta para la generación al elaborar la Planificación y, por consiguiente, el refuerzo de las redes no siempre se produce en todos los nudos o zonas en las que este refuerzo se necesita.

(3) Podría decirse posiblemente lo mismo de un dispositivo FACTS equivalente o de un sistema de almacenamiento con baterías para crear “capacidad de transporte virtual” pues son elementos que se ubican dentro del recinto de la subestación. Es más, este tipo de soluciones nodales podrían ser reubicables si la decae la necesidad para la que fueron previstas y, en el caso de las baterías, escalables si se incrementa o disminuye la magnitud (potencia o energía) necesaria.

(4) La pregunta es ¿qué pasa si llega otro Gobierno que decide extender la vida útil de las CCNN o cambiar cualquiera de las restantes directrices y/o hipótesis? Pues que planificado una (parte de la) red innecesaria y así sucesivamente

(5) Esto tiene que ver con los criterios de decisión de incluir una actuación en la Planificación, estos criterios no otorgan un peso a las externalidades medioambientales de las soluciones para fijarse únicamente en indicadores (socio) económicos. También tiene que ver con un modelo retributivo que favorezca en mayor o menor medida la innovación

(6) Al menos hasta el despliegue definitivo de las medidas estructurales aprobadas como modificación urgente de la Planificación mediante Real Decreto 997/2025 de 4 de noviembre.

(7) Integración de informaciones meteorológicas, a distintas escalas temporales y espaciales, previsiones según modelos y estaciones meteorológicas distribuidas y ubicadas en las propias instalaciones, imágenes de satélite y de drones para evaluar impacto de fenómenos meteorológicos, incendios..., mediciones de temperaturas y/o de flechas de los conductores para determinar los márgenes de capacidad de los activos de transporte... informaciones adicionales a la ya existentes que den soporte a un conocimiento concreto de los márgenes reales de operación y de la intensidad y probabilidad de materialización de riesgos externos (del entorno) en , al menos, la red de transporte

(8) Mayor incorporación en los despachos de la información facilitada por unidades PMU que permiten monitorizar las variables de estado del sistema eléctrico (tensiones en los nudos en módulo y ángulo) con un ancho de banda suficiente para detectar fenómenos oscilatorios haciendo posible la activación, en general automática, de las medidas necesarias para amortiguarlos.

(9) El SRAP (Sistema de Reducción Automática de Potencia) es un ejemplo de un mecanismo muy básico de desplazamiento de la operación preventiva (redespachos ex ante por restricciones) a la operación basada en la aplicación de medidas correctoras. Este mecanismo, hoy afortunadamente asentado, es heredero de los teledisparos que se empezaron a desplegar, a menudo, sobre Ciclos Combinados durante la primera década del s XXI. Algo tan sencillo, tan eficiente encontró muchas objeciones internas en REE en su despliegue como resultado de la ausencia de incentivos (las restricciones no las paga REE se “vuelcan” sobre los consumidores y el desarrollo de la red que los hace innecesarios es parte de la cartera de inversión e REE) y la percepción del riesgo derivado de fallo de estos dispositivos (que recaería sobre REE).

(10) Un ejemplo interesante de lo que estamos hablando lo provee la Planificación H2021-H2026 en lo relativo a las interconexiones -entre islas y con la Península- del sistema eléctrico balear. La solución propuesta considera las BESS como activos plenamente integrados en la red de transporte y las dimensiona y ubica para maximizar el uso de las interconexiones planificadas y existentes (las BESS se dimensiona y ubican de modo tal que permiten obviar la aplicación del N-1 a los cables de interconexión).

(11) Podría ser el momento de empezar a diseñar una red troncal básica de 500kV o superior utilizando las trazas de una parte de la red de 400kV o de maximizar las capacidades de intercambio con Francia mediante el paso a HVDC de las líneas aéreas HVAC de interconexión o asociando BESS a ambos extremos de algunas de las líneas HVAC (o en la red interna de ambos países para evitar

congestiones ante contingencias (N-1)). Tiene que haber incentivos para la búsqueda y despliegue de soluciones innovadoras pues en su ausencia deberemos esperar al menos otra década, seguramente mucho más, para hablar de la adición en paralelo de una nueva interconexión (por Aragón o por Navarra). Y esto de la interconexión Francia – España es sólo un ejemplo del sesgo del modelo de desarrollo actual para seguir desplegando soluciones estándar (y en una parte de las mismas soluciones ineficientes en términos de la capacidad de intercambio que se obtiene por cada MVA de capacidad de transporte instalada).

(12) El hecho de que los corredores de las líneas existentes ya están antropizados podría ser una palanca para una tramitación “acelerada” de las repotenciaciones del modo similar, aunque no idéntico, a lo que ya se ha planteado en el RD 997/2025 para la facilita la instalación de baterías en proyectos de hibridación.

(13) Una referencia muy interesante sobre medidas a adoptar para fortalecer la resiliencia de los sistemas eléctricos es la reciente publicación “ *Energy System Resilience Lessons learned from Ukraine* ” de la Agencia Internacional de la Energía que abarca no sólo el sistema eléctrico sino también los sistemas gasista y del petróleo. Recordemos que en el escenario objetivo de la Transición Energética el sistema eléctrico pasa a ser el sistema energético.

(14) *Wide Area Monitoring, Protection and Control Systems* que, a diferencia de los sistemas de protección frente a fallos de los que están dotados todos los componentes de un sistema eléctrico, tienen por objeto actuar frente a fenómenos que pueden afectar al sistema eléctrico en su conjunto como, por ejemplo, el control de oscilaciones tales como las que precedieron el colapso del sistema eléctrico nacional. Uno de los aspectos que requiere de una profunda revisión y rediseño son los actuales esquemas de deslastre de cargas (subfrecuencia) y, eventualmente, la introducción de sistemas de desconexión de generación (sobrefrecuencia) como protecciones frente a desequilibrios severos del balance generación demanda.