

84
Septiembre
2026

CUA DER NOS *DE ENERGÍA*

GARRIGUES

40  de la Energía

Deloitte.

Consejo Editorial

Oliverio Álvarez Alonso

Socio Responsable de Energy, Resources & Industrials, Deloitte

Silvestre Arana Knirsch

Socio Director de Energía & Recursos Naturales, J&A GARRIGUES, S.L.P.

Carmen Becerril Martínez

Presidenta. OMIE (Operador del Mercado Ibérico - Polo Español)

Miguel Duvison García

Exdirector General de Operación. REE

Nemesio Fernández Cuesta

Asesor

Iñaki Garay Zabala

Director de Expansión

Rafael García de Diego

Consultor

Juan Luis López Cardenete

Profesor Extraordinario. IESE – Universidad de Navarra

Vicente López Ibor

Presidente. Estudio Jurídico Internacional

Pedro Mielgo Álvarez

Presidente. Madrileña Red de Gas, S.A.

Jesús Navarro Gallel

Socio Fundador de Cuadernos de Energía y Tesorero. Club Español de Energía

Cristina Rivero Fernández

Directora General. Club Español de la Energía

Juan Sancho Rof

Vicepresidente del Consejo de Administración. Técnicas Reunidas

Ángeles Santamaría Martín

Ex Consejera Delegada. Iberdrola

Estimado lector,

Desde la publicación de la última edición de Cuadernos de Energía, el panorama energético internacional ha seguido dominado por la inestabilidad geopolítica, ante la persistencia de los conflictos en Ucrania y Oriente Medio. El cierre del estrecho de Ormuz se está prolongando más de lo esperado y no se prevé una normalización a corto plazo. Los precios de la energía han sufrido un nuevo repunte, especialmente preocupante en los productos refinados, y los niveles de almacenamiento de gas en la UE se sitúan por debajo de la media habitual para esta época del año, lo que genera preocupación de cara a este invierno.

A nivel europeo, la respuesta a la situación pasa, entre otras medidas, por acelerar la independencia energética mediante el impulso a la producción autóctona. En este sentido, la presentación el pasado 17 de julio del Plan de Acción de Electrificación marca un objetivo estratégico: duplicar la cuota de electrificación en el consumo final, pasando del 23% actual al 46% en 2040. Una meta ambiciosa que requerirá cuantiosas inversiones y nos recuerda que, aun lográndolo, más de la mitad de la demanda final de energía seguirá dependiendo de fuentes no eléctricas. A este impulso se suman otras iniciativas regulatorias adoptadas este verano en los mercados eléctrico, de gas e hidrógeno para proteger a los consumidores vulnerables, junto con las negociaciones relativas al paquete sobre redes, o la revisión del Sistema de Comercio de Emisiones (ETS).

En septiembre dimos inicio del curso político en Bruselas, con el tradicional discurso del Estado de la Unión. En el terreno energético, Von der Leyen reiteró, entre otros puntos, la importancia de la electrificación y de procurar la independencia, redoblando los esfuerzos por obtener energía limpia, asequible y autóctona, ya sea renovables, nuclear o bioenergía. El reciente nombramiento de Cristina Lobillo como *senior adviser* para la transición limpia en su gabinete reafirman el peso de estos temas en la agenda política.

A este panorama, se ha añadido también el impacto de las olas de calor y la sequía este verano, con drásticas reducciones en los caudales del Rin y el Danubio que han afectado al transporte fluvial y a la producción hidroeléctrica y nuclear, demostrando que la resiliencia climática e hídrica ya no es un debate de futuro.

En España, la preocupación por el entorno geopolítico, los incendios, y la grave situación en Ceuta, han sido protagonistas del periodo estival. En el terreno más energético, ha habido varios temas clave de discusión. En algunos de ellos, se han logrado avances como los planes de inversión para las redes de transporte y distribución eléctrica, la prórroga de la licencia de la central nuclear de Almaraz, el fomento de los combustibles renovables para la descarbonización del transporte con la transposición de la RED III, o el esperado desarrollo del mercado de capacidad.

Además, hace unas semanas se publicaban las circulares de retribución del sistema gasista para 2027-2032 y conocíamos el borrador de Real Decreto regulador del acceso a la red para infraestructuras digitales y centros de datos, que tanto debate está suscitando.

Recientemente hemos conocido la noticia del adelanto de las elecciones generales al próximo 29 de noviembre. La duda de cómo esto puede afectar al desarrollo de estas regulaciones ya está sobre la mesa. Desde Cuadernos haremos seguimiento en detalle y mantendremos, como siempre, nuestro compromiso de seguir aportando análisis rigurosos y desde diversas perspectivas.

Abrimos esta edición de Cuadernos de Energía con un artículo de **Wenceslao Bunge Saravia**, Embajador de la República Argentina, titulado “Argentina: energía para una nueva etapa de cooperación con Europa”. En él se aborda la evolución del marco regulatorio argentino hacia un modelo enfocado en la ampliación de la oferta, la seguridad jurídica y los incentivos.

Como expresión de esta transformación, detalla la escala de producción no convencional en Vaca Muerta, proyectos de infraestructura como el oleoducto VMOS y la evolución de su comercio exterior energético. Aborda también la integración regional del gas natural y las iniciativas orientadas al mercado del GNL, la composición de la matriz eléctrica, y la participación renovable, para concluir con las oportunidades de complementariedad industrial con España.

Seguimos con un trabajo firmado por **José Luis Pérez Pajuelo**, director del CNPIC, en el que expone el cambio de paradigma desde la protección de infraestructuras hacia un concepto integral de resiliencia, impulsado por las tensiones geopolíticas, el cambio climático, la digitalización y la sofisticación de las amenazas híbridas. Destaca el papel neurálgico del sector energético, sobre el que dependen otros servicios esenciales como la salud o el transporte, lo que convierte a su resiliencia en una materia directa de seguridad nacional. Esta perspectiva se alinea con las directivas europeas (CER y NIS2) y con la respuesta legislativa española articulada a través del Proyecto de Ley de Protección y Resiliencia de Entidades Críticas.

El pasado 14 de agosto, el Gobierno confirmó la renovación de la autorización de explotación de la Central Nuclear de Almaraz hasta el 8 de junio de 2030. Con esta decisión ya tomada, se ha querido recoger en esta edición la ponencia impartida por **Claudio Aranzadi** (Ex ministro de Industria y Energía) en el Colegio Notarial de Madrid en abril de 2025. En ella analiza la viabilidad económica del alargamiento de la vida útil de las centrales nucleares de 2ª generación frente a la inversión en nuevos reactores de 3ª generación, con costes más elevados. En particular, Aranzadi aborda el caso específico de España, comparando los costes de alargamiento con los costes de posibles alternativas como las renovables más respaldo, o con una mayor presencia de generación a partir de gas natural.

Continuamos en el área eléctrica, con un artículo de **Oliverio Álvarez Alonso**, Socio Responsable de *Energy, Resources & Industrials* en Deloitte, centrado en el Real Decreto 640/2026, del 29 julio, por el que se regulan los planes de inversión en redes de transporte y distribución. En su trabajo, analiza el desarrollo de los principales objetivos incluidos en el nuevo marco: permitir un aumento extraordinario de los límites de inversión en redes; profundizar en la transparencia en la elaboración, aprobación y ejecución de los planes; establecer mecanismos de penalización por incumplimiento; y complementariamente impulsar el aprovechamiento de las redes existentes. La medida del éxito de la reforma, según destaca el autor, será la puesta en servicio de las instalaciones planificadas.

La sección de la Red de Jóvenes de esta edición está compuesta por tres artículos.

El primero se titula «Imposibilidad de acceso a la red eléctrica ¿Vulneración de un derecho subjetivo por parte de la Administración?», y es autoría de **Guillermo Bernabeu Torregrosa**. En él aborda la problemática de la saturación de las redes de transporte y distribución eléctrica y sus consecuencias jurídicas. Entre otros puntos, examina el marco normativo aplicable al acceso a la red de los actores privados; analiza la potestad y alcance de la planificación eléctrica estatal; y trata la posibilidad de reclamación de responsabilidad patrimonial del Estado ante la imposibilidad de obtener dicho acceso a causa de una escasez sistémica de capacidad.

El segundo es un trabajo de **Gonzalo Escamilla Rodríguez y Miguel Ángel Casquet Cano** y trata sobre los minerales críticos y el desarrollo de la minería en España. Los autores comienzan recordando los objetivos de la Ley Europea de las Materias Primas Fundamentales (que buscan que la UE sea capaz de extraer al menos el 10% de su consumo anual de materias primas estratégicas para 2030) y los proyectos estratégicos que se han aprobado en cumplimiento de este marco (siete de ellos en España). Continúan explicando el concepto de minerales críticos y su papel en la transición energética y digital. Abordan posteriormente la situación de la minería en España, para terminar exponiendo los principales factores que favorecen o limitan su desarrollo.

Ignacio Loureiro Orejas es el autor del tercer y último artículo. En él analiza el papel de la tecnología de corriente continua de alta tensión (HVDC) en la evolución del sistema eléctrico y su relevancia para España. A lo largo del texto, examina la evolución técnica desde los primeros desarrollos en continua hasta la consolidación de los convertidores VSC y la arquitectura modular multinivel. Repasa también los principales proyectos de interconexión junto con la tendencia europea hacia la estandarización de equipos, para abordar finalmente los desafíos del sector, incluyendo la capacidad de la cadena de suministro, la integración renovable, la estabilidad del sistema y las perspectivas de desarrollo de redes en corriente continua.

Cerramos este prólogo de Cuadernos de Energía, esperando que esta edición sea del interés de todos sus lectores y agradeciendo a los autores sus valiosas aportaciones.

Comité Editorial de Cuadernos de Energía

Reservados todos los derechos. Queda totalmente prohibida la reproducción total o parcial de este documento por cualquier procedimiento electrónico o mecánico, incluso fotocopia, grabación magnética y óptica o cualquier sistema de almacenamiento de información o sistema de recuperación sin permiso de los propietarios del copyright.

Club Español de la Energía
Paseo de la Castellana, 257, 1ª Planta
28046 Madrid
Tf. 91 323 72 21
Fax. 91 323 03 89

Depósito Legal: M-21638-2008
ISSN: 1698-3009

Índice

<i>Argentina: energía para una nueva etapa de cooperación con Europa</i> Wenceslao Bunge Saravia <i>Embajador de la República Argentina ante el Reino de España</i>	7
<i>De proteger infraestructuras a garantizar la prestación de los servicios esenciales: la resiliencia del sector energético ante un nuevo escenario de riesgos</i> José Luis Pérez Pajuelo <i>Director del Centro Nacional de Protección de Infraestructuras Críticas (CNPIC)</i>	14
<i>Comentario sobre el alargamiento de la vida útil de las centrales nucleares</i> Claudio Aranzadi <i>Ingeniero Industrial y Economista. Ex ministro de Industria y Energía</i>	21
<i>Los planes de inversión en redes de transporte y distribución: ¿qué aporta la nueva normativa?</i> Oliverio Álvarez Alonso <i>Socio Responsable de Energy, Resources & Industrials de Deloitte</i>	25
<i>Imposibilidad de acceso a la red eléctrica ¿Vulneración de un derecho subjetivo por parte de la Administración?</i> Guillermo Bernabeu Torregrosa <i>Red de Jóvenes del Club Español de la Energía</i>	31

Minerales críticos y desarrollo de la minería en España

39

Gonzalo Escamilla Rodríguez

Miguel Ángel Casquet Cano

Red de Jóvenes Club Español de la Energía

HVDC: de tecnología de nicho a columna vertebral del sistema. Qué significa para España

47

Ignacio Loureiro Orejas

Red de Jóvenes del Club Español de la Energía

Argentina: energía para una nueva etapa de cooperación con Europa

Wenceslao Bunge Saravia

Embajador de la República Argentina ante el Reino de España

La energía ha vuelto a ocupar el centro de las decisiones económicas y geopolíticas. En un mundo más fragmentado, la seguridad de suministro, la resiliencia industrial y la competitividad ya no pueden analizarse por separado. Europa procura diversificar fuentes y rutas, reducir dependencias excesivas y avanzar hacia una matriz de menores emisiones sin comprometer la asequibilidad ni la fortaleza de su industria.

En ese escenario, la Argentina quiere ser parte de la solución. Nuestro país reúne recursos de escala mundial, una industria con experiencia, capacidades técnicas consolidadas y una ubicación atlántica que ofrece una lógica geopolítica diferenciada. Podemos contribuir como proveedor fiable de energía, como destino de capital de largo plazo y como socio industrial para España y Europa.

Durante muchos años se describió a la Argentina como un país de enorme potencial. Esa caracterización ya resulta incompleta. El rasgo distintivo de la etapa actual es el paso del potencial a la ejecución: la escala productiva alcanzada por Vaca Muerta, una infraestructura exportadora en desarrollo y un marco de inversión más previsible comienzan a conver-

ger con la necesidad europea de diversificar su abastecimiento energético.

Este proceso abre un espacio concreto para Europa y, de manera especial, para España. La complementariedad es evidente: la Argentina aporta recursos, capacidad productiva y oportunidades de expansión; Europa aporta tecnología, capital, conocimiento de mercados, capacidad de estructurar proyectos complejos y experiencia regulatoria. La relación debe concebirse no solo entre un mercado comprador y un país proveedor, sino entre contrapartes estratégicas capaces de construir cadenas de valor y asociaciones duraderas.

Un cambio de orientación: de administrar la escasez a ampliar la oferta

Durante años, el sistema energético argentino estuvo condicionado por tarifas alejadas de los costes económicos, subsidios generalizados, intervenciones sucesivas y restricciones que limitaron la capacidad de planificar. Aquellos instrumentos respondieron a circunstancias concretas, pero su

prolongación debilitó las señales necesarias para una industria intensiva en capital y demoró inversiones en generación, transporte y distribución.

La orientación actual es diferente. El Estado concentra su actuación en establecer reglas, asegurar la continuidad del servicio, proteger de forma focalizada a los hogares que requieren asistencia y crear condiciones para que la inversión privada amplíe la oferta. El nuevo régimen de Subsidios Energéticos Focalizados avanza en esa dirección y la normalización progresiva del Mercado Eléctrico Mayorista busca recomponer la relación entre costes, precios, contratos y decisiones de inversión. Es una transición compleja, que exige coordinación entre la Nación, las provincias, los entes reguladores y las empresas, pero resulta indispensable para recuperar sostenibilidad.

En hidrocarburos, la reforma regulatoria incorporó procedimientos más previsibles para las exportaciones y procuró limitar la discrecionalidad que en ocasiones previas ha afectado a los contratos de largo plazo. A ello se suma el Régimen de Incentivos para Grandes Inversiones (RIGI), diseñado para proyectos intensivos en capital, con beneficios tributarios y aduaneros y estabilidad durante treinta años. Para una empresa española o europea, el RIGI no debe leerse de manera aislada, sino como el núcleo de una arquitectura más amplia, que incluye el Tratado Bilateral de Inversiones entre la Argentina y España, la entrada en vigor en mayo pasado del acuerdo comercial entre la Unión Europea y el Mercosur y los memorándums de entendimiento de cooperación energética firmados por la Argentina con la Unión Europea (energía y minerales críticos). Ningún instrumento elimina el riesgo comercial, pero su combinación mejora la previsibilidad jurídica, económica y estratégica de los proyectos.

Esta arquitectura de incentivos no parte, además, de una expectativa de inversión exclusivamente extranjera: existe ya un compromiso tangible y de gran escala del propio empresariado argentino con el desarrollo de estos sectores. Los seis proyectos de petróleo y gas ya aprobados bajo el RIGI comprometen inversiones por más de 20.000 millones de dólares y abarcan desde el desarrollo de Vaca Muerta y la ampliación de las infraestructuras de transporte y procesamiento hasta la producción y exportación de gas natural

licuado. Se trata de una señal especialmente relevante para el inversor europeo: el capital argentino ya está asumiendo recursos, riesgo empresarial y horizontes de inversión de largo plazo, contribuyendo a crear un ecosistema industrial y energético en el que las compañías europeas pueden encontrar oportunidades de asociación, provisión tecnológica, ingeniería, financiación y participación en las cadenas de suministro. La oportunidad, por tanto, no consiste simplemente en invertir en un recurso abundante, sino en participar junto a empresas argentinas en la construcción de una nueva plataforma energética y exportadora con vocación internacional.

Vaca Muerta: de la ventaja geológica a la escala industrial

Efectivamente, Vaca Muerta es la expresión más visible de la transformación. La formación dejó de ser una promesa exploratoria y se convirtió en una realidad industrial. La producción total de crudo alcanzó en estos dos últimos años su mejor nivel en más de dos décadas, impulsada por el crecimiento sostenido del no convencional.

El salto no se explica únicamente por la geología. Es resultado de una curva de aprendizaje que incorporó perforación horizontal, fractura hidráulica de mayor eficiencia, automatización, análisis de datos y una organización industrial cada vez más competitiva. Operadores nacionales e internacionales, empresas de servicios, proveedores y trabajadores especializados construyeron un ecosistema que hoy puede compararse con las principales cuencas no convencionales del mundo.

La próxima etapa depende de la infraestructura. La productividad de los pozos debe estar acompañada por plantas de tratamiento, compresión, oleoductos, gasoductos, almacenamiento, terminales, carreteras, electricidad y servicios de agua. Cuando la capacidad de evacuación queda por detrás de la producción, el recurso pierde valor y se posterga inversión.

El proyecto Vaca Muerta Oil Sur (VMOS) responde a ese desafío. Comprende aproximadamente 437 kilómetros de

oleoducto hasta Punta Colorada, en la provincia de Río Negro, junto con almacenamiento y una terminal marítima. Su capacidad objetivo es de 550.000 barriles diarios, ampliable a 700.000. Más que una obra aislada, constituye la infraestructura que puede transformar el crecimiento coyuntural de las exportaciones en una capacidad permanente de acceso a los mercados internacionales.

Argentina está en camino de superar en 2026 el umbral del millón de barriles diarios, lo que la situaría en el grupo de alrededor de veinte países con una producción petrolera de esa escala.

Esta expansión tiene además una dimensión federal. Genera demanda de ingeniería, construcción, metalmecánica, servicios ambientales, logística, telecomunicaciones, ciberseguridad y mantenimiento. El desarrollo energético adquiere verdadera profundidad cuando produce no solo barriles y moléculas, sino también proveedores, conocimiento, empleo calificado y capacidad exportadora de servicios.

La evolución del comercio exterior no hace más que confirmar un cambio sin precedentes en la estructura productiva argentina. En 2024 el sector energético registró un superávit de USD 5.668 millones. En 2025 las cantidades exportadas de combustibles y energía aumentaron un 28,5%, pese a una reducción de los precios medios, mientras descendió el va-

lor de las importaciones de combustibles. Es decir, la mejora no obedeció solamente a un efecto nominal: la Argentina produjo y exportó más volumen. Esa tendencia se consolidó en el primer semestre de 2026, cuando el petróleo crudo se convirtió por primera vez en el principal producto de exportación del país, por delante de la soja y del maíz.

Se trata de un cambio estructural que refleja el creciente peso de la energía como generadora de divisas y motor del crecimiento exportador.

Gas natural: integración regional, GNL y diversificación atlántica

El gas natural plantea una arquitectura de desarrollo más compleja que el petróleo. Debe responder a una demanda doméstica estacional, sostener la generación eléctrica, abastecer a la industria y, al mismo tiempo, generar excedentes exportables. Por ello, el desarrollo de Vaca Muerta exige una visión integral de la cadena de valor. La expansión del Gasoducto Perito Moreno, la reversión del Gasoducto Norte, las nuevas plantas compresoras y la integración con los países vecinos forman parte de una misma estrategia: transportar el gas desde la cuenca hasta los mercados donde genera mayor valor económico.

Gráfico 1.

Principales 10 productos de exportación
(en millones de dólares y variación acumulada 2026 vs 2025)



Fuente: Elaboración propia IAG en base a INDEC.

La cooperación regional constituye la primera etapa de esa estrategia. Chile dispone de infraestructura y de una demanda complementaria, mientras que Argentina y Brasil avanzan en una hoja de ruta para desarrollar corredores de transporte e integrar sus mercados de gas. Estas exportaciones permiten monetizar el recurso, aprovechar la complementariedad estacional y reforzar la seguridad energética de Sudamérica, al tiempo que crean la escala y la experiencia necesarias para el siguiente objetivo: el acceso al mercado mundial del GNL.

Argentina aborda este desarrollo con ambición, pero también con realismo. Convencidos de que el negocio del GNL requiere algo más que disponibilidad del recurso y voluntad política, nos encontramos abocados a asegurar una estructura financierable: reservas y producción, ingeniería, permisos, infraestructura de transporte y exportación, compradores solventes, contratos de largo plazo, financiación y una decisión final de inversión.

Argentina LNG constituye la iniciativa energética más ambiciosa del país en las últimas décadas. El proyecto integra producción dedicada, nuevos gasoductos de gran capacidad, plantas de licuefacción, infraestructura portuaria, logística marítima y contratos internacionales de largo plazo.

La oportunidad es estratégica ya que el desarrollo de Vaca Muerta puede convertir a la Argentina en uno de los grandes nuevos proveedores de gas de Europa en la etapa posterior a la dependencia del gas ruso.

Y Europa ya ha comenzado a dar pasos concretos en esa dirección. Alemania, a través de SEFE, firmó un acuerdo de largo plazo con el consorcio Southern Energy para el suministro de GNL argentino, con las primeras entregas previstas para finales de 2027. Del mismo modo, YPF y la italiana ENI desarrollan conjuntamente un proyecto integrado de exportación de GNL basado en los recursos de Vaca Muerta, que abarca desde la producción de gas hasta las instalaciones de licuefacción y la infraestructura necesaria para abastecer los mercados internacionales. A ello, se suma la incorporación de nuevos socios estratégicos, como XRG, filial de inversión internacional de la compañía de energía de Abu Dabi, ADNOC, que refuerzan la dimensión global del proyecto.

Estos acuerdos son relevantes porque reflejan un cambio de paradigma. Europa ya no contempla a Argentina únicamente como un proveedor con potencial futuro, sino que comienza a incorporarla como una fuente emergente y confiable de suministro.

En un contexto en el que la seguridad energética depende no solo del precio, sino también de la diversificación de proveedores, la resiliencia de las rutas de abastecimiento y la reducción de riesgos geopolíticos, Argentina ofrece una propuesta diferencial: una democracia consolidada implantada en una zona de paz, con una economía cuya tasa de crecimiento del PBI supera la media de la OCDE, un proveedor del Atlántico Sur conectado de forma directa con los puertos europeos y alejado de los principales cuellos de botella que condicionan buena parte del comercio mundial de energía. Esa no es una ventaja retórica, sino estructural.

En este escenario, España ocupa una posición especialmente favorable dado su liderazgo europeo en capacidad de regasificación, su acceso atlántico, la experiencia internacional de sus empresas y su profundo conocimiento de los mercados energéticos que le podrían permitir desempeñar un papel que trasciende el de un simple comprador. España puede convertirse en la principal puerta de entrada, comercialización y redistribución del GNL argentino hacia Europa, contribuyendo simultáneamente a reforzar la seguridad energética europea y a consolidar a la Argentina como un nuevo proveedor global de energía.

Electricidad: redes, renovables y almacenamiento

La transformación argentina no se limita a los hidrocarburos. En 2025, las energías renovables comprendidas por la Ley 27.191 generaron 26.663 GWh, un 16,6% más que el año anterior, y cubrieron el 18,9% de la demanda eléctrica. La eólica continuó siendo la tecnología principal; la solar fotovoltaica registró una de las mayores tasas de expansión. Si se incorpora la gran hidroelectricidad, las fuentes renovables aportaron cerca del 39% de la oferta anual.

La hidroelectricidad conserva un valor estratégico que ex-

cede su condición renovable. Aporta potencia firme, regulación y capacidad de respuesta, cualidades cada vez más importantes en un sistema con mayor penetración eólica y solar.

El principal límite para una expansión renovable más rápida es la red. La Patagonia dispone de un recurso eólico excepcional y el Noroeste y Cuyo cuentan con irradiación solar de clase mundial, pero numerosos proyectos no pueden avanzar sin nuevas líneas, subestaciones y capacidad de conexión. La transición eléctrica será, por tanto, una transición de generación y también de infraestructura.

En julio de 2026 se adjudicaron 700,5 MW de almacenamiento con baterías en el programa Alma SADI, distribuidos en veinte proyectos. La convocatoria recibió ofertas por más de 8.300 MW, una señal clara del interés privado y de la necesidad sistémica de flexibilidad. El almacenamiento, la digitalización, la respuesta de la demanda y la generación flexible permitirán utilizar mejor las redes existentes mientras se desarrollan nuevas ampliaciones.

La siguiente fase renovable estará cada vez más vinculada a contratos privados. La industria, los grandes consumidores y los propios productores de hidrocarburos demandan electricidad competitiva y de menores emisiones. Allí existe

espacio para proyectos híbridos, baterías, repotenciación, autoconsumo y soluciones que integren generación, redes y consumo.

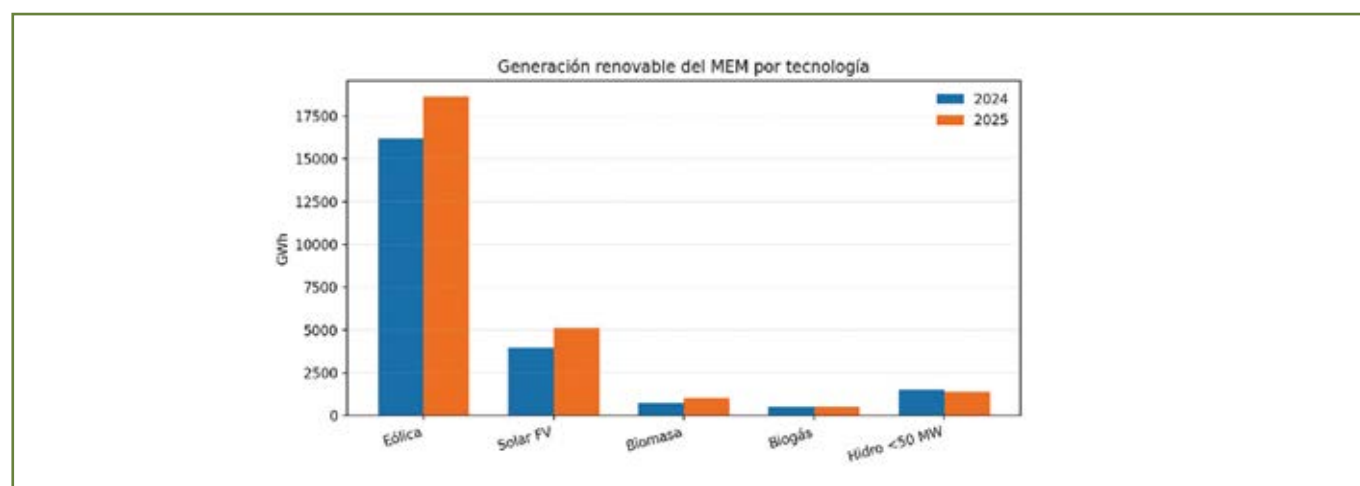
Apertura tecnológica y una transición adaptada a las capacidades del país

La Argentina no concibe la transición energética como una elección excluyente entre hidrocarburos y renovables. Nuestra matriz, nuestras necesidades de desarrollo y la evolución de la demanda internacional exigen una estrategia de complementariedad. El gas natural proporciona respaldo flexible; la hidroelectricidad aporta estabilidad; la eólica y la solar reducen emisiones y costes variables; el almacenamiento y la digitalización permiten integrar el conjunto.

El hidrógeno renovable forma parte de esta perspectiva, aunque debe ubicarse en su horizonte correcto. La Patagonia y el Noroeste ofrecen recursos excepcionales; el país dispone de experiencia en gas, fertilizantes, puertos e industria, pero en 2026 se presenta como una opción estratégica de medio y largo plazo, no una capacidad comercial ya consolidada, atento el desafío global de asegurar demanda.

Los primeros usos pueden surgir en la sustitución del hidró-

Gráfico 2.



Fuente: CAMMESA.

geno gris, la producción de amoníaco y fertilizantes, los procesos industriales y los combustibles sintéticos para la navegación y la aviación. Por ello observamos que la cooperación con Europa puede ser decisiva para desarrollar estándares, electrolizadores, ingeniería, esquemas de financiación y conexiones comerciales. La ventaja natural debe transformarse en decisiones de inversión.

España y Europa: una arquitectura para convertir complementariedad en inversión

La relación energética entre la Argentina y Europa debe construirse a partir de proyectos concretos. El vínculo histórico y cultural es una base valiosa, pero la nueva etapa exige inversión productiva, transferencia tecnológica, contratos, financiación y presencia empresarial de largo plazo. La Argentina no busca que Europa sea únicamente un mercado de destino: aspira a que sea una contraparte estratégica en la creación de una plataforma energética atlántica.

España ocupa una posición singular. Sus empresas cuentan con experiencia internacional en infraestructuras concesionadas, ingeniería y construcción, redes eléctricas con alta penetración renovable, operación de terminales gasistas,

energías eólica y solar, digitalización, tratamiento de agua y financiación de proyectos. A ello se suman una amplia infraestructura de regasificación, acceso directo al Atlántico y conocimiento comercial de los mercados europeos.

La Argentina aspira a que la inversión extranjera se integre con capacidades locales. Las empresas medianas y especializadas también pueden participar en paquetes tecnológicos, servicios de ingeniería y mantenimiento. El objetivo no es limitarse a importar capital o equipos, sino construir relaciones empresariales que generen valor, conocimiento y oportunidades a ambos lados del Atlántico. Las compañías que se involucren en las etapas tempranas podrán contribuir al diseño de estándares, contratos y soluciones; las que esperen encontrarán proyectos más maduros, pero también mayor competencia.

Esta cooperación puede reforzar también la seguridad energética europea. El petróleo y el GNL argentinos diversifican fuentes y rutas; las renovables y los combustibles de bajas emisiones abren nuevas cadenas de valor; la experiencia europea acelera la modernización de la infraestructura argentina. En un mundo más fragmentado, la relación debe basarse en la confianza entre socios fiables, en reglas entendibles y en compromisos capaces de perdurar más allá de una coyuntura de precios.

Conclusión: de la promesa a la ejecución

La Argentina atraviesa una etapa energética excepcional. Vaca Muerta ha alcanzado escala industrial, el superávit energético se consolida, nuevas infraestructuras petroleras avanzan y el país trabaja para proyectar su gas hacia la región y el mercado mundial. Al mismo tiempo, crecen la generación renovable, el almacenamiento y la demanda de redes más modernas. En este contexto, la Argentina ya no puede analizarse únicamente como un país con un extraordinario potencial energético. Ese potencial comienza a materializarse en una nueva realidad productiva y exportadora, respaldada por recursos de clase mundial, una creciente capacidad de ejecución y un marco orientado a favorecer la inversión y la integración con los mercados internacionales.

Naturalmente, consolidar esta transformación exige perseverar en el fortalecimiento de la estabilidad macroeconómica, la previsibilidad institucional, la infraestructura y el acceso al financiamiento. Ese es el camino que la Argentina ha decidido recorrer. Para quienes observan el país desde el exterior, el mensaje es claro: más que una promesa de

futuro, hoy existe una oportunidad concreta para participar de una transformación que ya está en marcha. En la nueva geopolítica energética, seguridad y economía son inseparables: los países y las empresas valoran el coste, pero también la diversificación, la fiabilidad del socio, la estabilidad contractual y la exposición de las rutas de suministro.

Nuestro país ha decidido avanzar desde un modelo centrado en administrar restricciones hacia otro orientado a ampliar la oferta, atraer inversión y competir en los mercados internacionales. La energía puede generar divisas, empleo, tecnología y desarrollo federal, y puede contribuir a una inserción internacional más estable.

Europa y España tienen un papel relevante en ese recorrido. Compartimos la necesidad de combinar seguridad, competitividad y sostenibilidad; y contamos con capacidades que se complementan. La Argentina no pide a Europa un salto de fe, sino que reconozca un cambio de fundamentos: el recurso está probado, la producción crece, la lógica exportadora es clara y el marco de inversión está mejorando.

La oportunidad está delante de nosotros. El paso siguiente es convertir esa alineación en proyectos financiables, contratos de largo plazo y en alianzas que perduren: transformar la abundancia de recursos en confianza, la confianza en inversión y la inversión en crecimiento compartido.

De proteger infraestructuras a garantizar la prestación de los servicios esenciales: la resiliencia del sector energético ante un nuevo escenario de riesgos

José Luis Pérez Pajuelo

Director del Centro Nacional de Protección de Infraestructuras Críticas (CNPIC)

La transformación energética que está teniendo lugar en los últimos años, la profunda transformación digital de la sociedad y un entorno geopolítico más exigente obligan a evolucionar desde la protección de activos concretos hacia un concepto integral de resiliencia. En ese cambio de modelo, que ya se anticipó en el contexto de la protección de infraestructuras críticas, la energía constituye uno de los mejores ejemplos de cómo seguridad, continuidad del servicio y cooperación público-privada se han convertido en dimensiones inseparables. Es la energía, por tanto, mucho más que un sector estratégico.

No muchas actividades reflejan mejor la complejidad de las sociedades modernas que el suministro energético del que se les dota. Detrás de un gesto cotidiano como encender una luz, cargar un vehículo eléctrico, utilizar un teléfono móvil, seleccionar un producto alimenticio del refrigerador o acceder a un servicio sanitario existe una extensa red de infraestructuras, empresas, tecnologías y profesionales cuya actividad debe mantenerse de manera continua bajo cual-

quier circunstancia.

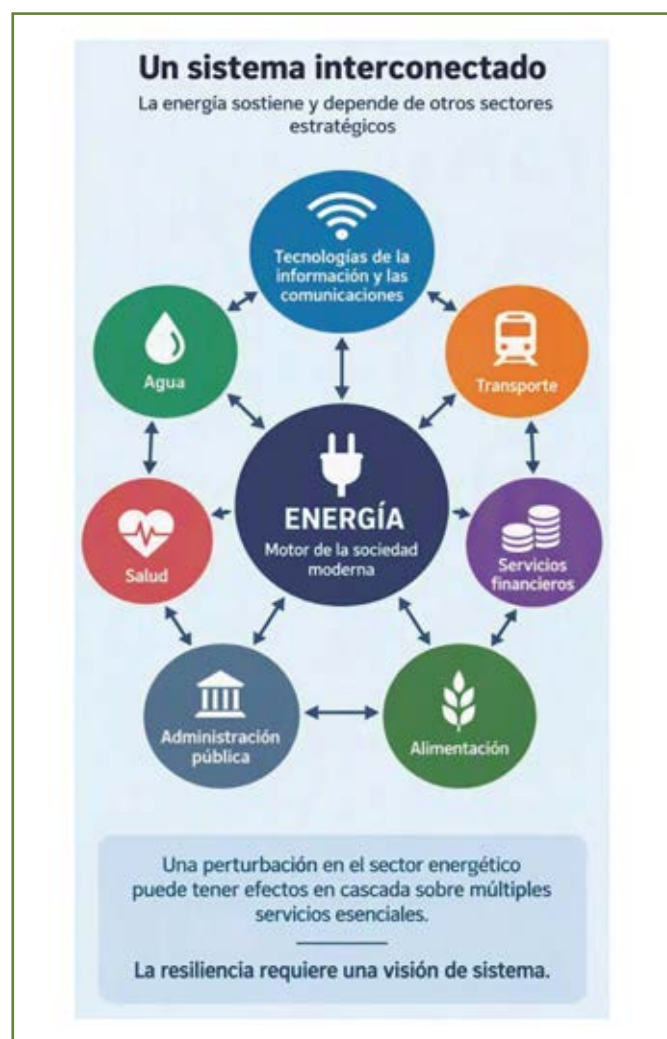
Por ello, hablar de seguridad energética ya no es sólo hablar de asegurar la disponibilidad de determinadas fuentes de suministro, mirada pasada y que ha sido totalmente superada desde hace años. Significa también asegurar la capacidad de generación, su transporte, el almacenamiento y la distribución; y también proteger los sistemas físicos y digitales que hacen posible su operación, pero, sobre todo, en el actual contexto, significa garantizar la continuidad de los servicios esenciales que dependen de ellos.

Esta realidad adquiere cada día una mayor importancia porque **las infraestructuras actuales están profundamente interconectadas**. La propia legislación española sobre protección de infraestructuras críticas ya advertía en 2011 de la creciente dependencia de las sociedades respecto de las infraestructuras que sostienen los servicios esenciales y del riesgo de que una perturbación pueda propagarse por sus efectos en cascada entre sistemas interdependientes. Esa

interdependencia se asume hoy todavía con una mayor dimensión. Sectores como el de la energía y el de las tecnologías de la información y las comunicaciones dependen el uno del otro; los sistemas de transporte necesitan de la energía y comunicaciones; el abastecimiento de agua requiere electricidad; numerosos servicios financieros, sanitarios y administrativos dependen simultáneamente del suministro eléctrico y de las redes digitales.

La energía es, por tanto, un sector sobre el que descansan muchos otros sectores estratégicos para el normal desarrollo de la vida de la ciudadanía de los estados modernos.

Figura 1.



Esta característica explica que la búsqueda de su máxima resiliencia no sea únicamente una cuestión empresarial o sectorial, sino una materia directamente relacionada con la seguridad de la sociedad en su conjunto, de la seguridad nacional.

El entorno en el que operan las infraestructuras energéticas se ha transformado sustancialmente durante los últimos años. Las amenazas intencionadas tradicionales no han desaparecido, pero conviven ahora con riesgos de naturaleza muy diversa que en otros tiempos no suponían una dimensión de riesgos tan aguda.

En primer lugar, el escenario geopolítico ha devuelto al primer plano la dimensión estratégica de la energía. Las tensiones internacionales han demostrado nuevamente que las materias primas fuentes de energía, rutas de suministro, sus interconexiones, las instalaciones energéticas y las cadenas logísticas constituyen elementos de extraordinario valor estratégico.

A esto se suma la consolidación de las amenazas híbridas, caracterizadas precisamente por combinar instrumentos de distinta naturaleza para provocar el incidente, lo complejo de su atribución, dificultar la identificación de los límites entre seguridad física, seguridad digital, presión económica, influencia informativa o acciones de naturaleza encubierta.

Paralelamente debería observarse el componente climático, que cobra una importancia creciente en la última década. Fenómenos meteorológicos extremos, incendios forestales de sexta generación, inundaciones devastadoras, sequías o episodios de temperaturas especialmente elevadas pueden afectar simultáneamente a diferentes instalaciones o comprometer las condiciones necesarias para su normal funcionamiento.

Pero a todo esto, hay que añadir un cuarto factor que resulta determinante: la profunda digitalización que está sufriendo el sector. La transformación digital del sector energético proporciona importantes beneficios en términos de eficiencia, flexibilidad y capacidad de gestión. Las redes inteligentes, la sensorización avanzada, automatización, telecontrol, almacenamiento, generación distribuida o gestión digital de

la demanda permiten un sistema energético mucho más sofisticado y eficaz que el de hace apenas unas décadas disfrutábamos.

Pero, al igual que toda evolución, esa misma conectividad

Figura 2.



amplió su superficie de exposición ante nuevas amenazas. Actualmente resulta muy complicado, por no decir imposible, establecer una separación entre seguridad física o tradicional y ciberseguridad. Un incidente que comienza en el ámbito digital puede generar efectos físicos, y una perturbación física puede afectar a sistemas de comunicaciones y control imprescindibles para gestionar la recuperación, por no hablar de elementos internos que puedan sabotear los sistemas tanto físicos como tecnológicos para alterar el funcionamiento de la propia instalación.

Esta convergencia constituye uno de los grandes cambios conceptuales de la protección moderna de infraestructuras estratégicas, y que fue abordada por el Centro Nacional de Protección de Infraestructuras Críticas (CNPIC) a medida que evolucionó el propio Sistema nacional PIC.

Durante años, la política de seguridad de las infraestructuras críticas se ha construido fundamentalmente alrededor de la protección integral de los activos. Se trata, de manera simplificada, de identificar aquellas instalaciones cuya perturbación puedan producir consecuencias especialmente graves y de establecer medidas capaces de evitar o reducir dicha posibilidad, y, de hecho, **la protección sigue siendo imprescindible**. Sin embargo, el entorno actual obliga a ir un paso más allá, considerando que todos los incidentes no pueden evitarse. Y de esta concepción de imposibilidad de una total protección nace la necesidad de tratar el escenario que se genere ante la materialización de uno de estos riesgos.

Una infraestructura puede verse afectada por una inundación extraordinaria, un fallo tecnológico, una interrupción de su cadena logística, un ciberincidente o una combinación de varios acontecimientos, y frente a esta realidad, la pregunta clave ya no es exclusivamente saber cómo podemos impedir que ocurra un incidente; ahora aparecen interrogantes adicionales, como saber si somos capaces de mantener el servicio, limitar sus efectos, adaptarnos o recuperar rápidamente la normalidad en su funcionamiento. Esto es, esencialmente, **el cambio hacia la resiliencia**.

La Unión Europea ha incorporado formalmente esta transformación conceptual mediante la Directiva (UE) 2022/2557

del Parlamento Europeo y del Consejo, de 14 de diciembre de 2022, relativa a la resiliencia de las entidades críticas, que sustituye el enfoque anterior establecido mediante la Directiva 2008/114/CE del Consejo, sobre la identificación y designación de infraestructuras críticas europeas. El legislador europeo parte de la constatación de que concentrar las medidas de protección exclusivamente sobre activos individuales resulta insuficiente en una economía crecientemente interconectada.

En esta ocasión la aspiración europea es mucho más amplia: conseguir que las entidades críticas tengan capacidad para prevenir, protegerse, responder, resistir, mitigar, absorber, adaptarse y recuperarse ante aquellos incidentes susceptibles de alterar la prestación de los servicios esenciales, es decir, de adoptar el concepto de resiliencia en las organizaciones. No se abandona la protección, sino que se integra dentro de un concepto superior.

La aprobación de la Directiva (UE) 2022/2557, conocida como Directiva CER, constituye uno de los principales hitos de esta evolución, y cambia el paradigma regulatorio. Su objeto consiste en **reducir la vulnerabilidad y aumentar la resiliencia de las entidades críticas responsables de servicios esenciales para la economía y las funciones sociales**. Su ámbito comprende once sectores, todos ellos ya estudiados en el sistema español PIC, puesto que, desde la Secretaría de Estado de Seguridad, con el CNPIC como motor tractor de esta normativa, los identificó e incluyó en la transposición de la primera de las directivas europeas. Ahora, la energía comprende específicamente electricidad, calefacción y refrigeración urbanas, petróleo, gas e hidrógeno, elementos que, de una u otra forma, ya suponen servicios esenciales contemplados y estudiados.

Pero lo más significativo y particularmente novedoso, supone que el objeto principal sobre el que se construye el sistema deja de ser únicamente la infraestructura estratégica para situarse adicionalmente sobre la entidad responsable de prestar el servicio esencial a través de estas infraestructuras. En otras palabras, **se pasa progresivamente de proteger el activo a garantizar la resiliencia de la organización para asegurar la continuidad del servicio esencial**.

Esto no es una cuestión meramente semántica, sino que tiene profundas consecuencias prácticas, puesto que una organización resiliente necesita conocer no solamente las amenazas dirigidas contra una instalación, sino también sus dependencias, proveedores críticos, recursos humanos esenciales, sistemas tecnológicos, comunicaciones,

Figura 3.



suministros alternativos y capacidades de recuperación. Un análisis mucho más profundo al que asistía cuando lo que se pretendía era proteger un activo concreto. Y es aquí donde el análisis de riesgos adquiere así una dimensión transversal.

Ahora, las entidades críticas de los sectores estratégicos deben adoptar medidas técnicas, organizativas y de seguridad adecuadas y proporcionadas para garantizar su resiliencia.

Pero esta transformación no puede entenderse sin otra pieza fundamental de la arquitectura europea, la Directiva (UE) 2022/2555, del Parlamento Europeo y del Consejo de 14 de diciembre de 2022, relativa a las medidas destinadas a garantizar un elevado nivel común de ciberseguridad en toda la Unión, conocida como NIS2, evolución de la anterior Directiva NIS.

Mientras CER aborda de forma integral la resiliencia de las entidades críticas, NIS2 eleva el nivel común de ciberseguridad en la Unión, estableciendo obligaciones relacionadas con la gestión de riesgos, la notificación de incidentes, la supervisión y la cooperación en el ámbito de la ciberseguridad, es decir, que cuestión más técnica en el marco de la ciberseguridad se concentra en esta norma, que debe convivir con la perspectiva más estratégica que pudiera derivarse de la CER.

Debido a la implementación de las tecnologías de la información y las comunicaciones en el sector energético, este sector ocupa un lugar central en la NIS2, y figura entre los sectores de alta criticidad, abarcando los mismos ámbitos que se indican en la CER.

CER y NIS2 deben contemplarse, por consiguiente, como dos dimensiones complementarias de una estrategia europea común de resiliencia desde las perspectivas que cada una abarca.

En este contexto analizado, la primera lección práctica para cualquier operador energético resulta evidente: ya no parece razonable gestionar en compartimentos estancos la seguridad física, la ciberseguridad, la seguridad interna, la continuidad de negocio, la gestión de crisis o la recuperación ante incidentes sistémicos. **Ahora se hace necesario**

un modelo verdaderamente resiliente que integre todas sus perspectivas.

Pero España es un alumno aventajado en este marco, y no parte de cero en este proceso. La Ley 8/2011, de 28 de abril, estableció hace quince años el marco nacional de protección de las infraestructuras críticas, y su posterior desarrollo reglamentario, mediante el Real Decreto 704/2011, de 20 de mayo, articuló un sistema en el que participan administraciones públicas y operadores privados y desarrolló diferentes instrumentos de planificación, incluidos los Planes Estratégicos Sectoriales, Planes de Seguridad del Operador y Planes de Protección Específicos. De esta forma, la normativa española construyó una arquitectura “piramidal” basada en varios elementos que mantienen plena vigencia conceptual: identificación de infraestructuras críticas, análisis de riesgos, planificación, coordinación administrativa y, especialmente, cooperación público-privada. Además, incluía, e incluye, la dimensión de la ciberseguridad de las infraestructuras críticas formalmente designadas.

Dentro de esta arquitectura, el CNPIC ha sido el órgano del Ministerio del Interior encargado de impulsar, coordinar y supervisar todas las actividades atribuidas a la Secretaría de Estado de Seguridad en relación con la protección de las infraestructuras críticas en España, y la experiencia acumulada proporciona una base especialmente relevante para afrontar el nuevo escenario.

En 2026 España ha dado un paso decisivo para adaptar este sistema al nuevo marco europeo, puesto que el 17 de marzo, el Consejo de Ministros aprobó, a propuesta del Ministerio del Interior, el proyecto de *Ley de Protección y Resiliencia de Entidades Críticas*, destinado a incorporar al ordenamiento español la Directiva CER, que será remitido a las Cortes Generales para su tramitación.

Este proyecto refleja perfectamente el cambio de paradigma señalado anteriormente, donde la Secretaría de Estado de Seguridad seguirá asumiendo la condición de autoridad nacional competente a través del futuro **Centro Nacional para la Protección y Resiliencia de las Entidades Críticas (CNPREC)**, evolución del actual CNPIC. El proyecto contempla asimismo la elaboración y actualización de un catálogo

de entidades estratégicas y amplía los sectores contemplados, incorporando expresamente, entre otros, el hidrógeno y los sistemas urbanos de calefacción y refrigeración, que, como se indicó anteriormente, ya estaban subsumidos de forma alguna en los sectores que se incluyeron en la ley PIC, además de otros sectores novedosos como el de Seguridad Privada.

Pero no estamos ante un simple cambio de denominación del CNPIC, estamos ante la evolución de un modelo donde las infraestructuras críticas eran el foco principal, hasta el nuevo, donde lo serán las entidades críticas; donde la protección será abordada, para ampliarse hasta la resiliencia, y dónde los activos estratégicos no serán sólo las infraestructuras, sino la propia organización que deberá proteger la provisión del servicio esencial.

El reto consiste ahora en aprovechar toda la experiencia adquirida durante años dentro del Sistema nacional de Protección de Infraestructuras Críticas y proyectarla sobre un modelo más amplio, transversal e integrado.

En este nuevo contexto, el sector energético es probablemente uno de los ámbitos en los que mejor puede observarse esta transformación. La transición energética está modificando simultáneamente la estructura, la tecnología y los actores del sistema.

A las instalaciones tradicionales se suman progresivamente otras de generación distribuida, almacenamiento, autoconsumo, redes inteligentes, nuevas interconexiones, infraestructura de recarga y, tímidamente, tecnologías vinculadas al hidrógeno. Paralelamente, millones de dispositivos y sistemas digitales participan cada vez más activamente en la gestión energética. Además, la descentralización puede suponer un aumento de la resiliencia del sistema, al reducir determinadas concentraciones de riesgo, pero también crea nuevas dependencias y superficies de exposición. De la misma manera, la digitalización proporciona capacidades extraordinarias de monitorización y gestión, pero también incrementa la dependencia respecto de otros sectores como el de las telecomunicaciones, incluyendo también sus propios riesgos y amenazas.

La resiliencia no debe entenderse como una resistencia al cambio tecnológico, sino como una condición necesaria para que ese cambio sea seguro y sostenible, aunque esto conlleve un gran esfuerzo para adaptarse a este nuevo contexto de riesgos y amenazas. Y precisamente en este nuevo contexto surgen nuevas preguntas para los operadores energéticos, además de la natural, saber si su instalación está suficientemente protegida. Ahora hay que cuestionarse qué servicio esencial depende de ella; qué otras infraestructuras necesita para funcionar; qué proveedores resultan irremplazables; durante cuánto tiempo podría mantener la operación ante una perturbación de gran magnitud; qué alternativas existen; cómo debería realizarse su recuperación; o con qué autoridades y operadores debería coordinarse durante una crisis. Ahora, **la resiliencia se transforma en una cuestión de gobernanza empresarial, no exclusivamente de seguridad.**

Existe además una cuestión que merece especial atención, que es la que aborda la seguridad, mal entendida, en muchas ocasiones, como un coste inevitable asociado al cumplimiento regulatorio. Este paso hacia la resiliencia como concepto superior invita a cambiar definitivamente esta percepción de la seguridad que, como se ha indicado anteriormente, se ha transformado en un asunto de vital importancia para los resultados operativos de la organización, que conoce sus dependencias, diversifica suministros, dispone de alternativas, entrena a sus equipos, ensaya escenarios de crisis y puede recuperar rápidamente sus operaciones, sencillamente, una organización mejor preparada para competir y sobrevivir en un entorno incierto como el actual.

La resiliencia protege instalaciones, pero también inversión, reputación, clientes, conocimiento empresarial y capacidad productiva.

La directiva CER proporciona una inmejorable oportunidad para revisar íntegramente los modelos organizativos y **eleva la resiliencia hasta el nivel de decisión estratégica**, que es donde realmente se convierte en una herramienta que aporte su valor añadido. Esa es la esencia del nuevo paradigma.

Tras el análisis anterior, parece claro que **el sector energético reúne todos los elementos que hacen especialmente**

necesaria esta evolución: infraestructuras distribuidas por todo el territorio, elevada digitalización, interdependencia con prácticamente todos los servicios esenciales, transformación tecnológica acelerada y exposición simultánea a riesgos naturales, tecnológicos, cibernéticos y geopolíticos.

En un sistema energético cada vez más complejo, interconectado y decisivo para el futuro económico y estratégico de España esa capacidad de resiliencia que se busca constituye probablemente una de nuestras mejores inversiones en seguridad, donde existen varios **principios** que son propicios para desarrollar una **nueva cultura de resiliencia energética**, entre los que pueden considerarse particularmente relevantes:

1. Pensar en servicios, no solamente en infraestructuras.

Una infraestructura adquiere carácter crítico por las consecuencias que tendría su perturbación sobre la sociedad, y por ello, el punto de partida debe ser el servicio esencial que proporciona a la sociedad, y las capacidades necesarias para mantenerlo.

2. Comprender la importancia de las interdependencias.

Una entidad puede conocer perfectamente sus propias vulnerabilidades y, sin embargo, desconocer suficientemente aquellas derivadas de terceros. Electricidad, telecomunicaciones, agua, transporte, tecnologías digitales y cadenas de suministro forman hoy redes de dependencia extraordinariamente complejas con impactos sistémicos en otros sectores, si uno de sus servicios falla.

3. Adoptar un enfoque multirriesgo.

La Directiva CER consagra precisamente un marco frente a todo tipo de riesgos, naturales y provocados por el ser hu-

mano, accidentales o intencionados, y esto obliga a superar los análisis compartimentados actuales. El escenario más exigente puede derivar no de una única amenaza, sino de la coincidencia o concatenación de varias, donde las amenazas híbridas cobran un especial sentido.

4. Integración de la seguridad.

Las directivas CER y NIS2 ofrecen una expresión jurídica de algo que operacionalmente ya era evidente: la separación entre ambos mundos ha perdido sentido. Por esto, precisamente, un programa de resiliencia energética debe integrar seguridad física, ciberseguridad, seguridad interna, continuidad del negocio, gestión de crisis, protección de las personas y recuperación, es decir, disponer de una visión mucho más amplia que la se venía adoptando en términos de seguridad.

5. Cooperar antes para gestionar la crisis con solvencia.

La cooperación público-privada no puede improvisarse cuando sucede un incidente, sino que debe construirse previamente mediante intercambio de información, ejercicios, procedimientos conocidos, relaciones de confianza y una clara definición de responsabilidades.

Este es, precisamente, uno de los principales valores de la experiencia desarrollada durante años por el sistema español de protección de infraestructuras críticas.

Por último, y a pesar de toda esta evolución, hay que señalar **que el objetivo último permanece inalterable**, proteger aquello que permite que nuestra sociedad funcione, con la única diferencia que hoy sabemos que proteger ya no consiste únicamente en levantar “barreras” frente a una amenaza, sino que significa también anticiparse, prepararse, resistir, adaptarse y recuperar cuanto antes la normalidad.

Comentario sobre el alargamiento de la vida útil de las centrales nucleares

Claudio Aranzadi

Ingeniero Industrial y Economista. Ex ministro de Industria y Energía

Este texto es la versión escrita de la ponencia en el debate sobre el alargamiento de las nucleares que tuvo lugar en el Colegio Notarial de Madrid en Abril de 2025.

La decisión de alargar la vida de las centrales nucleares de 2ª generación más allá de los cuarenta años (vida útil de diseño más frecuente) responde a condicionantes muy distintos que los relativos a la decisión de invertir en nuevas centrales de 3ª generación (grandes reactores de entre 1Gw y 1,6 Gw).

1. Inversión en nuevos reactores de 3ª Generación

La decisión de invertir en estos reactores en España carece de sentido económico dado su elevado coste. Como ejemplo se puede señalar el “coste nivelado”¹ (métrica más utilizada

para los costes totales medios de generación) en los reactores de 3ª Generación recientemente finalizados en EE.UU y Francia. Los “costes nivelados” de generación en Vogtle 3 y 4 en EE.UU (tecnología Westinghouse AP. 1000) han sido estimados por “Lazard. LCOE 24” en 190 \$/Mwh. El “coste nivelado” de generación de Flamanville 3 en Francia (tecnología EPR de EDF), acorde con la información de la “*Cour des Comptes*” francesa, alcanzaría (para una amortización en 60 años y un coste del capital del 7%) una cifra de 176 €/Mwh. Estas cifras son de un orden de magnitud triple de las estimaciones más elevadas del “coste nivelado” de generación con energías renovables (eólica y fotovoltaica), incluso si el coste estimado para las nucleares se corrige a la baja para incorporar la mayor contribución de estas a la “fiabilidad” del sistema (por su mayor aportación de “firmeza”, “inercia mecánica”, y “capacidad de control de tensión” a la operación

¹El “coste nivelado” de generación se define por la Agencia Internacional de la Energía como la relación entre la totalidad de los costes de inversión y operación de un activo de generación a lo largo de su vida (desde el inicio del proyecto hasta el desmantelamiento del activo) en términos reales y la totalidad de la producción (Mwh), ambas magnitudes convenientemente actualizadas con un tipo real de descuento. También puede definirse como el precio medio de la electricidad producida (indexado por la inflación) que conduciría a un valor actualizado (con un tipo nominal de descuento) neto cero del activo de generación.

El interés de esta métrica, que representa los costes totales medios de generación de una central, reside en que es un indicador del precio medio que debe tener la electricidad generada a lo largo de la vida operativa de la central para recuperar la totalidad de sus costes fijos y variables.

del sistema). Tampoco los “pequeños reactores modulares” (SMR) de los que no se ha construido todavía ninguno para explotación comercial, serían competitivos con la generación renovable. Sus “costes nivelados” de generación estimados sobrepasan significativamente los 100€/Mwh.

Los promotores de la inversión en nueva capacidad nuclear de 3ª generación alegan que estos costes tan elevados, asociados en gran medida a las enormes desviaciones con respecto a presupuestos y plazos previstos de construcción, corresponden (como es el caso de los reactores , Olkiluoto 3 en Finlandia, Hinkley Point C en Reino Unido, Flamanville 3 en Francia y Vogtle 3 y 4 de EE.UU) a lo que se denomina reactores “*first of a kind*” y que el avance en la curva de aprendizaje abaratará notablemente los costes en el futuro. Esto previsiblemente ocurrirá, aunque la pendiente de la curva de aprendizaje es incierta. En todo caso, una inversión en las condiciones actuales de coste, repercutiría durante más de medio siglo en la estructura de costes de la generación eléctrica. Incluso si se apostase en el futuro por un nuevo programa nuclear, la opción más racional sería esperar y dejar que sean los países más entusiastas quienes soporten los costes del avance en la curva de aprendizaje.

Cabe por tanto preguntarse por las razones que han llevado a tres países europeos (Finlandia, Reino Unido y Francia) a adentrarse por la vía de la inversión en nuevas centrales de 3ª Generación. En el caso de Finlandia (Olkiluoto 3) no se ha asumido ningún sobrecoste, ya que el proyecto era a “precio fijo firme”, por lo que las desviaciones en plazos y presupuesto fueron asumidas por AREVA. En el caso del Reino Unido (que está utilizando la tecnología francesa), la justificación podría ser (como ocurre con otros países con armamento nuclear) la complementariedad con su estrategia militar. En el caso francés existe además un imperativo de política industrial: mantener su liderazgo en la tecnología nuclear civil sustentada en una larga experiencia histórica (actualmente 56 reactores en operación). Al disponer de la única tecnología nuclear europea, Francia podría además complementar su oferta de “paraguas nuclear” militar para Europa con su contribución a la autonomía estratégica de la Unión Europea en el nicho nuclear civil. Existen además poderosas razones de carácter geopolítico para que tanto Europa como EE.UU

corrijan su creciente desequilibrio en la difusión global de la tecnología nuclear a favor de Rusia y China (del orden del 90% de los reactores en construcción en el mundo son de tecnología rusa o china según la AIE y Rusia ha mantenido casi la mitad de la capacidad global de enriquecimiento del uranio).

2. Alargamiento de la vida de las centrales

La decisión de alargar la vida de las centrales de 2ª Generación más allá de su vida útil de diseño (normalmente 40 años), por 10, 20 o incluso 40 años, responde a condicionantes muy distintos que los que determinan la inversión en los nuevos reactores nucleares de 3ª Generación. Según la Agencia Internacional de la Energía, en los últimos cinco años, se han tomado decisiones para extender la vida útil al 15% de la flota mundial de reactores nucleares. Estas iniciativas están lógicamente más extendidas en los países más nuclearizados, EE.UU y Francia. En Francia se han iniciado ya trabajos para el alargamiento a 50 años y el Senado francés ha recomendado llevar la vida útil de las centrales a más de 60 años.

Las estimaciones de los costes de generación imputables al alargamiento de la vida de los reactores nucleares de 2ª Generación son mucho más bajas que las correspondientes a la generación con nuevas nucleares de 3ª Generación. La cuestión relevante, sin embargo, es la comparación con los costes de su posible alternativa: en una perspectiva a largo plazo, el coste de nuevas renovables (esencialmente fotovoltaicas y eólicas) más el coste del respaldo necesario (fundamentalmente sistemas de inercia sintética y almacenamiento); y en un periodo transitorio, además, el sobrecoste de una mayor presencia de la generación con gas natural en el *mix*. La AIE/NEA en su análisis de los costes de la generación eléctrica (“*Projected costs of generating electricity*”. 2020) ofrecía como estimación del coste total medio de generación imputable al alargamiento de la vida de los reactores nucleares los siguientes “costes nivelados”: para el alargamiento de 10 años (y un coste de capital del 7%) un valor entre 29,4/48,5 \$/Mwh y para un alargamiento de 20

años (y un coste de capital del 7%), entre 26,4/41,6 \$/Mwh.

Estos órdenes de magnitud se mantienen aproximadamente en las estimaciones más recientes de la AIE (*"The path to a new era for nuclear energy".2025*) que son inferiores a las estimaciones de "costes nivelados" de la generación fotovoltaica y eólica, (diferencia que se agranda en las estimaciones de "costes nivelados" ajustados por el valor, superior en la generación nuclear, de su contribución a la "fiabilidad" del sistema).

La discusión en España tiene, lógicamente, rasgos específicos. En primer lugar, debe determinarse cual es la estimación para España más correcta del "coste nivelado" (representativo de los costes totales medios) de la generación con nueva capacidad renovable. Podría aceptarse el precio del PPA a diez años en el mercado (OMIP) que es del orden de 55 €/Mwh (corregido de los impuestos de generación). Aunque es un indicador imperfecto (se puede considerar el mercado poco líquido y representativo) ofrece una cifra consistente con las estimaciones para Europa de la AIE y, conceptualmente, refleja aproximadamente el coste marginal a largo plazo de generación en España (esencialmente con nueva capacidad renovable); esta cifra previsiblemente se incrementará en el futuro por el coste de las inversiones exigidas a la nueva capacidad renovable en sistemas de inercia sintética. El precio de un contrato a plazo coincidente con la vida del activo de generación sería el indicador indiscutible, pero el precio ofrecido por OMIP para el PPA a diez años se puede considerar una aproximación aceptable.

Más controvertida aún resulta la determinación de unos "costes nivelados" (representativos de los costes totales medios de generación) atribuibles al alargamiento de la vida de las centrales nucleares. Esta estimación debe incluir los costes totales (fijos y variables, requeridos por imperativos de eficiencia o de seguridad) incrementales imputables al alargamiento de la vida pero, en su comparación con las alternativas, no debe incluir "costes hundidos" ni impuestos (como los de generación) que no internalizan "costes sociales"). Esta cuestión es crítica, por ejemplo, a la hora de abordar el coste de la gestión de residuos (almacenamiento) y del desmantelamiento de las instalaciones. El "coste nivelado" relevante (a efectos de comparación con las alternativas)

solo debe considerar los costes imputables al aumento de los residuos durante el periodo de alargamiento. Los costes de almacenamiento (más elevados como consecuencia del abandono del proyecto A.T.C.) o de desmantelamiento, que no correspondan al incremento de residuos generados en el periodo de alargamiento son "costes hundidos" (hay que hacer frente a ellos, se prolongue o no la vida de los reactores). Si el "coste nivelado" de generación calculado de esta forma y ajustado por el "valor" diferencial que aporta la generación nuclear en términos de "firmeza" (*"load factor"* del 80%/90% y alto grado de disponibilidad de su capacidad) y de "inercia mecánica" a la "fiabilidad del sistema", es inferior al "coste nivelado" antes señalado, para la generación renovable (del orden de 55€/Mwh menos fiscalidad), el alargamiento de la vida de las centrales nucleares estaría justificado por consideraciones de competitividad.

Se plantea, sin embargo, el problema de la asignación de los "costes hundidos" no totalmente recuperados, es decir de los costes de almacenamiento de residuos y de desmantelamiento que no han sido todavía cubiertos con los recursos de ENRESA procedentes de las "tasas" abonadas hasta el momento, ya que estos costes deberán ser asumidos (haya o no alargamiento de la vida de las centrales) por los márgenes empresariales, los consumidores o los contribuyentes (presupuestos públicos). Cómo distribuir esos costes hundidos no cubiertos todavía por los recursos acumulados de ENRESA es en gran medida un dilema político.

Por otro lado, si se decidiese el alargamiento de la vida de las centrales habría que decidir el mecanismo de retribución de la generación nuclear: precios del mercado como hasta ahora, contrato por diferencias (con un *"strike price"* determinado) o precio regulado. En los dos últimos casos, y en el primero, si parte del coste es asumido por los presupuestos públicos, habría, presumiblemente, un pronunciamiento por parte de la Comisión Europea. La Comisión ya aprobó el contrato por diferencias para Hinkley Point C en Reino Unido con un *"strike price"* muy por encima del precio medio de mercado previsto; no se ha pronunciado todavía sobre la aprobación en Francia de un precio regulado a partir de 2026 de 70€/Mwh, para toda la generación nuclear de EDF (incluida la generada por Flamanville 3) que, dado que es un precio

más elevado que el coste total medio del parque histórico (sin Flamanville 3) parece haber sido establecido para acomodar el enorme sobre coste de esta última central.

Debe tenerse en cuenta además, que el ritmo de incorporación de nueva capacidad renovable y almacenamiento tiene un límite, lo que exige la presencia durante un período transitorio de generación con gas natural en el *mix*, no sólo como respaldo de la intermitencia de la generación renovable sino como oferta marginal en el mercado mayorista de energía. La salida de capacidad nuclear en este período implica una mayor utilización de la generación con gas y por tanto una mayor emisión de CO₂. Supondría, además, como señala un

reciente informe de PricewaterhouseCoopers (PwC), un precio medio en el mercado *spot* de energía más elevado, aunque es cierto que este precio sobrestima el coste total medio de producción del sistema, ya que en el mercado marginalista *spot*, el precio de la generación con gas, “arrastra” los precios de la generación inframarginal, incluso con volúmenes de producción con gas reducidos. Por otro lado, el creciente precio de los derechos de emisión de CO₂ previsible en el futuro por la aplicación de la política de descarbonización en la UE contribuiría, en la hipótesis señalada, a hacer aún más elevados tanto el coste de generación con gas natural como los precios en el mercado *spot* de energía eléctrica.

Los planes de inversión en redes de transporte y distribución: ¿qué aporta la nueva normativa?

Oliverio Álvarez Alonso

Socio Responsable de Energy, Resources & Industrials de Deloitte

En los últimos meses, las redes eléctricas han ocupado una parte importante del debate público en el sector energético. Aspectos como las dificultades en el acceso y conexión de la nueva demanda o el marco retributivo aplicable a estas actividades eléctricas han requerido una importante atención. También, como no podía ser de otra forma, tratar de determinar cuál es el nivel adecuado de inversiones que necesitamos en estas infraestructuras.

Durante la década pasada, la regulación de las redes eléctricas en España estuvo fuertemente condicionada por la necesidad de preservar la sostenibilidad económica y financiera del sistema. En 2013 se establecieron límites máximos a la inversión¹, en un contexto en el que resultaba imprescindible contener los costes y evitar la reaparición de desequilibrios como los que provocaron el déficit de tarifa. En aquel momento, además, el objetivo de electrificación de la economía

era sensiblemente menor al actual y no se anticipaba la magnitud de las nuevas necesidades de acceso y conexión, que hoy ocupan una parte central del debate energético. Más de una década después², la situación es completamente distinta. El despliegue renovable, la electrificación de usos finales, la aparición de nuevos tipos de demanda (como los centros de datos), el desarrollo del almacenamiento y la digitalización de las redes, entre otras tendencias, están alterando la función y las necesidades que deben atender las infraestructuras eléctricas.

Como es bien conocido, las inversiones en transporte y distribución se financian, principalmente, mediante los peajes soportados por los consumidores. Invertir por debajo de las necesidades puede retrasar o limitar las conexiones, impedir proyectos industriales, comerciales o residenciales de todo tipo y dificultar la descarbonización. Pero invertir en activos

¹Los reales decretos 1047/2013 y 1048/2013 establecieron, entre otros aspectos, un límite máximo para el volumen de inversión en las redes eléctricas puesto en servicio con derecho a retribución con cargo al sistema. La cuantía de este límite se fijó como un porcentaje del Producto Interior Bruto (PIB) de España, equivalente al 0,065% en el caso del transporte de energía eléctrica y al 0,13% en el caso de la distribución. Dentro del límite del transporte no computaban las inversiones motivadas por interconexiones internacionales con países del mercado interior.

²Durante los años del trienio 2020-2022, dentro de las medidas implementadas para abordar los efectos de la pandemia provocada por el COVID-19, se autorizaron incrementos coyunturales del límite máximo de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema. En el caso del transporte el límite se fijó en el 0,075% del PIB y en el caso de la distribución en el 0,14% del PIB.

sujetos a una retribución regulada sin una justificación suficiente puede elevar los costes energéticos, producir activos infrautilizados y afectar negativamente a la competitividad. El reto de una buena regulación consiste, por tanto, en encontrar un equilibrio adecuado entre desarrollo de la infraestructura y los costes del sistema y debe hacerlo, además, considerando tanto la coyuntura actual como las necesidades futuras.

En este contexto, surge el Real Decreto 640/2026, de 29 de julio, por el que se regulan los planes de inversión de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica³.

El nuevo marco se articula en torno a tres objetivos principales:

1. Permitir un aumento extraordinario de los límites de inversión en redes;
2. Profundizar en la transparencia en la elaboración, aprobación y ejecución de los planes de inversión;
3. Establecer mecanismos de penalización dirigidos a asegurar el cumplimiento de los planes de inversión por parte de los titulares de las redes.

Complementariamente, el Real Decreto también pretende impulsar el aprovechamiento de instalaciones existentes, como alternativa a la construcción de nuevas instalaciones, siempre que esto pueda suponer un menor coste para el sistema.

Pasemos a analizar cómo se desarrollan cada uno de estos objetivos en la nueva norma.

Un aumento extraordinario de los límites de inversión en redes

Probablemente la medida del Real Decreto que ha suscitado mayor atención es el incremento extraordinario de los límites de inversión en redes de distribución y transporte que podrá ser retribuido con cargo al sistema⁴, lo que supone aumentar los límites⁵ en un importe total de 17.900 millones de euros⁶ para el período 2027-2030⁷.

Resulta importante señalar que este límite no es una prohibición material a que una empresa supere su umbral de inversión⁸, lo que establece es el volumen máximo de inversión con derecho a retribución con cargo al sistema eléctrico. De facto, aunque no sea una prohibición, es un incentivo muy potente para no superarlo⁹. Hacerlo iría en contra de la racionalidad económica de los agentes.

El incremento del límite de inversión para las redes de distribución

En el caso de la distribución eléctrica se establece un incremento agregado del límite máximo de inversión de 10.200 millones de euros, de acuerdo con el siguiente detalle: 1.020 millones en 2027, 2.550 millones en 2028, 3.060 millones en 2029 y 3.570 millones en 2030. Este incremento se añade al límite estructural, que continúa fijado, con carácter general, en el 0,13% del PIB nominal previsto para cada año. Resulta importante señalar que esta progresividad resulta clave para lograr una mayor eficiencia y una mejor planificación de las

³ Este Real Decreto, junto con las Circulares retributivas de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) para las actividades de transporte y distribución eléctrica, recientemente aprobadas, resultan clave para configurar el marco en el que se desarrollarán las redes en España en los próximos años.

⁴ Es interesante recordar que la CNMC, en su informe previo a la aprobación del real decreto (Informe IPN/CNMC/030/25), señaló que la norma: "no debería utilizar el término «inversiones con derecho a retribución con cargo al sistema eléctrico», en tanto que son las metodologías de la CNMC las que definen su marco retributivo teniendo en cuenta las eficiencias que se establezcan". Un interesante debate competencial.

⁵ Fijados en un 0,195% del PIB si sumamos los límites para las redes de transporte y distribución.

⁶ Un matiz técnico. El volumen de inversión sujeto a límite a la inversión que una empresa prevé poner en servicio en un año (VPI) se relaciona con la inversión "efectiva" de la empresa a través del Factor de Retardo Retributivo a la Inversión (FRRl). Otros aspectos, como la financiación de terceros o el volumen de ayudas públicas, recibidas también influyen.

⁷ Adicionalmente se incluyen ciertas flexibilidades para la actividad de distribución en el período 2031-2032, de forma que si un distribuidor ha visto incrementado su límite máximo de inversión anual y su plan de inversión anual es inferior a ese límite, tendrá flexibilidad para aumentar su límite máximo de inversión durante los años 2031 y 2032 prorrateando la diferencia no consumida a partes iguales entre estos dos años.

⁸ El umbral individual de una empresa se calcula como el producto del límite máximo de inversión de la actividad por el coeficiente resultante de dividir la retribución, sin incentivos, de la empresa entre la retribución, sin incentivos, de la totalidad de las empresas que desarrollan la actividad.

⁹ Hay matices. Es preciso indicar que la norma establece ciertas flexibilidades puntuales, que, por motivos de concisión, no describimos en estas líneas.

inversiones, ya que, como es bien sabido, el proceso de desarrollo de estas infraestructuras no es sencillo y, además, existen limitaciones en la cadena de suministro de equipos (transformadores, interruptores, etc.) y en el volumen de personal cualificado para llevarlas a cabo.

Este incremento ¿es mucho o poco? Una buena referencia para tratar de entenderlo es comparar estas cifras con, por ejemplo¹⁰, las que figuran en el Informe INF/DE/191/25¹¹ de la CNMC sobre el análisis de los planes de inversión de las empresas distribuidoras para el período 2025-2027, donde la CNMC calcula un límite máximo de inversión de 2.178,22 millones de euros para 2025. Hablamos, por tanto, de cantidades muy importantes respecto al límite existente antes del Real Decreto, lo que supondrá un reto importante de ejecución para las distribuidoras.

La ampliación del límite no es indiscriminada. La inversión adicional queda vinculada a un conjunto de finalidades concretas:

- Actuaciones para el control de tensión; la incorporación de telemando y telecontrol; el incremento de la ciberseguridad; y la mejora de la observabilidad, la medida y la transparencia de los datos;
- Inversiones anticipatorias¹²;
- Desarrollos para la atención de demandas industriales o residenciales;
- Inversiones para la descarbonización del transporte;
- Inversiones para la adaptación de líneas a la normativa estatal de protección de la avifauna;
- Actuaciones para la mejora de la resiliencia climática frente a fenómenos naturales adversos.

Además, la norma limita el peso relativo de algunas catego-

rías dentro del incremento anual.

En el caso de las inversiones adicionales destinadas a demandas industriales o residenciales y a la descarbonización del transporte, las distribuidoras deberán justificar que, como consecuencia de esas inversiones, han podido otorgar permisos de acceso por, al menos, el 50% del incremento de capacidad estimada en su plan de inversión. Si no se presenta esta justificación, se reducirá el límite de inversión de años posteriores¹³. Esta exigencia supone un cambio relevante. El cumplimiento de los planes de inversión ya no se evaluará únicamente por la ejecución física o económica de los proyectos, se analizará su capacidad efectiva para conseguir conexiones a la red. Naturalmente, el acceso otorga-

Tabla 1. Límites sobre el incremento anual de inversión para las diferentes categorías de actuaciones

Concepto	Límite sobre el incremento anual
Actuaciones para control de tensión; incorporación de telemando y telecontrol; incremento de la ciberseguridad; y mejora de la observabilidad, la medida y la transparencia de los datos	20%
Inversiones anticipatorias	20%
Desarrollos para la atención de demandas industriales o residenciales	No aplica
Inversiones para la descarbonización del transporte	No aplica
Inversiones para la adaptación de líneas a la normativa estatal de protección de la avifauna	10%
Actuaciones para la mejora de la resiliencia climática frente a fenómenos naturales adversos	10%

¹⁰ Es solo una referencia ilustrativa para mostrar el orden de magnitud.

¹¹ "Informe sobre el análisis de los planes de inversión anuales y plurianuales de las empresas propietarias de instalaciones de distribución de energía eléctrica. Período 2025-2027" (CNMC, 18 de diciembre de 2025).

¹² Se califican así las actuaciones cuya demanda no esté asegurada en los cinco años siguientes, que permitan conectar demanda en zonas donde la red existente resulte insuficiente y que tengan un efecto dinamizador sobre las demandas de la zona. Su incorporación responde a un problema conocido: si toda ampliación exige una solicitud firme previa y el promotor debe asumir inicialmente determinados costes, algunos proyectos pueden no llegar a plantearse precisamente porque la red no está disponible. El concepto de "inversión anticipatoria" pretende romper ese círculo.

do no garantiza por sí mismo que la demanda se materialice, cuestión que depende también de permisos, financiación, decisiones empresariales y evolución del mercado. Tendremos que ver cómo se articula este nuevo esquema de funcionamiento.

Un punto importante será encontrar un adecuado equilibrio entre el desarrollo de instalaciones y las justificaciones requeridas para las diferentes categorías. Si los requerimientos son muy estrictos (o poco claros) se dificultará la ejecución de las instalaciones. Por el contrario, si son muy laxos, puede que las inversiones ejecutadas no se correspondan exactamente con las establecidas en el nuevo Real Decreto. En todo caso, lo más importante es que exista seguridad jurídica, es decir, que existan criterios claros conocidos antes de la ejecución de las instalaciones. Un plan adecuadamente aprobado no debería ser puesto posteriormente en duda, si se ha ejecutado conforme a lo planificado.

El incremento del límite de inversión para las redes de transporte

En el caso del transporte eléctrico se añade, al límite de inversión para 2027-2030, un incremento agregado de 7.700 millones de euros, distribuido en 700 millones en 2027, 1.850 millones en 2028, 2.300 millones en 2029 y 2.850 millones en 2030. En el caso del transporte, el límite estructural se mantiene en el 0,065 % del PIB nominal previsto, sin computar inversiones en determinadas interconexiones internacionales con países de la Unión Europea ni otros supuestos definidos por la norma.

Al igual que en el caso de la distribución, el incremento en el límite es muy significativo. Tomando la referencia¹³ del PIB para el 2025 contenida en el Informe INF/DE/191/25 de la CNMC, antes citado, estamos hablando de un límite previo de 1.089,11 millones de euros. Nuevamente, por tanto, un reto importante de ejecución.

Frente a la distribución, donde el Real Decreto identifica ex-

presamente varias finalidades para la inversión adicional, en transporte el elemento ordenador sigue siendo la planificación. Esta diferencia es sustancial. La distribución debe responder a miles de decisiones individuales de consumo, generación y desarrollo territorial; el transporte, por su parte, requiere una visión sistémica de largo plazo que atienda a los flujos de energía entre diferentes zonas, la seguridad de suministro global, las interconexiones, el apoyo a redes inferiores y a grandes nodos de generación y demanda.

La norma establece también criterios de priorización cuando sea necesario ordenar actuaciones para respetar los límites. En primer lugar, figura la seguridad de suministro; después, los proyectos estratégicos para el conjunto del Estado; las peticiones firmes de nuevos suministros y los apoyos a la red de distribución; y, posteriormente, las actuaciones relacionadas con la evacuación de generación. Dentro de estas últimas se consideran la minimización de costes para el sistema, la fecha prevista de autorización de explotación y el grado de ejecución del proyecto de generación.

Esta jerarquía aporta una señal importante. En un sistema que, durante años, concentró gran parte de su esfuerzo en habilitar la evacuación de nueva generación, la atención se desplaza también hacia la demanda, el apoyo a la distribución y la seguridad. No se abandona la integración renovable, pero se sitúa dentro de un conjunto más amplio de prioridades. La red de transporte debe seguir facilitando la descarbonización de la oferta y, a la vez, hacer posible que la nueva electricidad llegue a los proyectos capaces de consumirla.

Otro cambio significativo es la posibilidad de definir los usos a los que se destinan determinadas posiciones de subestaciones en un plazo establecido. Para la demanda, la norma contempla, entre otros, ferrocarriles, electrificación de puertos, industria extractiva, industria manufacturera, apoyo a distribución y consumidores conectados directamente al transporte. Para la generación y el almacenamiento, permite distinguir entre la conexión general, la generación re-

¹³ El límite de inversión del año siguiente al que se tenga conocimiento de la incapacidad para demostrarlo se verá minorado en una cantidad igual a la invertida, actualizada utilizando el denominado "Factor de Retardo Retributivo de la Inversión" (FRRI) calculado según indica el propio Real Decreto.

¹⁴ Es solo una referencia ilustrativa para mostrar el orden de magnitud.

novable de una tecnología concreta y el bombeo hidráulico.

La asignación de posiciones por usos representa una orientación más explícita de la infraestructura hacia objetivos concretos de política energética. Puede ayudar a preservar capacidad para proyectos considerados estratégicos y evitar que una posición concebida para una finalidad prioritaria quede “bloqueada” inmediatamente por otra. Al mismo tiempo, su aplicación requerirá transparencia, criterios claros y capacidad de adaptación. Reservas demasiado rígidas podrían dejar activos ociosos. En sentido opuesto, reservas en plazos excesivamente breves podrían no acomodarse a los plazos reales de proyectos industriales complejos.

Un nuevo procedimiento para la elaboración y seguimiento de los planes de inversión

Tras la elaboración y aprobación de los planes de inversión, el Real Decreto obliga a las empresas titulares de las redes de transporte y distribución a su publicación¹⁵ en el plazo máximo de un mes desde que les haya sido notificada su aprobación formal. También deben presentar informes sobre el cumplimiento de sus planes de inversión (reflejando, adicionalmente, la capacidad concedida y denegada, y la capacidad concedida pero no contratada) junto con información del nivel de utilización de sus redes. Adicionalmente, las empresas deberán motivar las causas por las que las instalaciones previstas no se hayan puesto en servicio o existan retrasos significativos. Estos informes también tendrán carácter público.

Sin duda, estas medidas suponen un importante salto en la transparencia y ayudarán al seguimiento de la situación. Pero, además, esta información pública puede tener efectos que van más allá de la rendición de cuentas formal. Para los promotores de nuevos consumos o instalaciones de generación, conocer, en detalle, las actuaciones previstas y su ho-

rizonte temporal constituye una información relevante para adoptar decisiones de localización, diseño y calendario de ejecución. Para las administraciones, facilita el seguimiento de las necesidades territoriales. Para el regulador, y el conjunto de consumidores, permite relacionar la inversión reconocida con la ejecución y los resultados. Todo esto nos puede permitir conocer mucho mejor la situación de nuestras redes y ayudar a ejecutar las actuaciones que necesitamos.

La transparencia, sin embargo, solo será útil si la información se presenta de forma comprensible. La mera publicación de archivos extensos o técnicamente complejos no garantiza por sí sola una mejor información. Los futuros desarrollos sobre contenido y formato -junto con su adecuado control- serán muy importantes.

Veamos a continuación cuáles son las principales novedades que establece el Real Decreto en el procedimiento de elaboración y aprobación de los planes de inversión.

Elaboración y aprobación de los planes de inversión en redes de distribución

La novedad más relevante es la apertura de un periodo de consulta previa por parte de las empresas distribuidoras antes de elaborar sus planes anuales y plurianuales. Los interesados podrán manifestar necesidades de conexión y remitir propuestas de desarrollo, y las distribuidoras deberán publicar un análisis de los resultados. Las comunidades autónomas seguirán informando sobre las inversiones previstas en sus territorios y, cuando no se pronuncien dentro del plazo establecido, el informe se entenderá favorable.

Este mecanismo no convierte los planes de distribución en una planificación centralizada equivalente a la del transporte. La iniciativa continúa correspondiendo a las empresas distribuidoras, dentro de los límites y del procedimiento regulado. Sin embargo, sí introduce una dimensión más participativa y territorial. La red podrá incorporar de forma más sistemática señales procedentes de potenciales con-

¹⁵ Antes del Real Decreto no existía una obligación general de hacer público el contenido de los planes de inversión de las redes de distribución. En el caso del transporte el marco normativo preexistente obligaba, tras su aprobación, a la publicación de la planificación. No obstante, los planes de inversión anuales actualizados de la red de transporte terminan por concretar el desarrollo temporal de la red planificada, por lo que conocer su contenido también es relevante para los interesados en formalizar el acceso y la conexión a la red.

sumidores, administraciones y agentes económicos. Bien utilizado, este instrumento puede ayudar a identificar con anticipación áreas de crecimiento y a reducir la distancia entre las expectativas de inversión productiva y los tiempos de desarrollo de la infraestructura. Mal utilizado, puede ser un requerimiento burocrático adicional que retrase la ejecución de las redes que necesitamos. Vamos a ver cómo funciona.

Elaboración y aprobación de los planes de inversión en redes de transporte

La lógica es un poco distinta en el transporte. Esta red cumple funciones de vertebración del sistema eléctrico, integración de grandes volúmenes de generación, conexión entre zonas, apoyo a la distribución, gestión de flujos y de apoyo a la seguridad de suministro. Su desarrollo no parte de consultas y decisiones empresariales descentralizadas en el mismo sentido que la distribución, sino de la planificación vinculante de la red de transporte. Los planes anuales concretan la secuencia temporal y económica de actuaciones que deben estar previamente recogidas en esa planificación.

El Real Decreto mantiene esta arquitectura. Las actuaciones incluidas en los planes de inversión de la red de transporte deben figurar en la planificación vigente, disponer de una valoración individualizada e indicar si están sujetas al límite de inversión. Por tanto, el aumento de recursos no habilita por sí solo cualquier proyecto. La coherencia entre planificación, plan de inversión, autorización y puesta en servicio continúa siendo el elemento central.

Mecanismos de penalización dirigidos a asegurar el cumplimiento de los planes de inversión

El Real Decreto refuerza el control de ejecución de los planes de inversión. Como se ha señalado anteriormente, se deberán elaborar informes anuales, entre otros aspectos, sobre la capacidad concedida y denegada por tipologías, la capacidad concedida pero no contratada, los niveles de utilización y los factores de simultaneidad (donde resulte aplicable), además de explicar los retrasos y las incidencias en la ejecución de instalaciones.

La infraejecución reiterada, la sobreinversión o el destino de los recursos a finalidades distintas de las aprobadas pueden dar lugar a reducciones de los límites futuros de inversión. El incremento de capacidad inversora viene, por tanto, acompañado de un mayor nivel de exigencia.

Una nueva lógica de desarrollo de las redes

Vistas en conjunto, las novedades del Real Decreto apuntan hacia una evolución en el proceso de planificación y desarrollo de las redes eléctricas. El marco regulatorio anterior se concibió, principalmente, para limitar el crecimiento de costes en un momento de riesgo de desequilibrio económico del sistema y necesidad de contención de las inversiones. Ahora estamos en una situación distinta que requiere poner a disposición de la demanda más capacidad de acceso y conexión a las redes. El nuevo modelo conserva los límites vinculados al PIB, pero los complementa con incrementos extraordinarios, inversiones anticipatorias, orientación por usos, procesos de consulta pública adicionales, información sobre utilización y mecanismos de seguimiento más intensos. Creo que, globalmente, el Real Decreto es positivo y aporta a un desarrollo ordenado de las redes que necesitamos.

El desafío ahora está en la ejecución de las instalaciones y en su control. El incremento de los límites de inversión es muy relevante, pero, para convertir esos límites en activos desplegados en el territorio, serán necesarios permisos, equipos y personas para llevarlos a cabo. No será sencillo. También resultará clave proporcionar una adecuada seguridad jurídica a los promotores de las instalaciones. Un plan de inversión debidamente aprobado no debería ser puesto en duda posteriormente si se cumplen las condiciones que contenía. En este sentido, resultará muy importante que los criterios de clasificación y justificación de las actuaciones sean explícitos y claros.

Aprobar los límites de inversión retribuibiles con cargo al sistema es una condición necesaria, pero no suficiente para que se ejecuten los proyectos. La medida del éxito del Real Decreto será la puesta en servicio de las instalaciones planificadas. Vamos a por ello.

Imposibilidad de acceso a la red eléctrica ¿Vulneración de un derecho subjetivo por parte de la Administración?

Guillermo Bernabeu Torregrosa

Red de Jóvenes del Club Español de la Energía

Estado actual de la capacidad de la red eléctrica

En tanto infraestructura básica, la red eléctrica constituye un requisito primordial del funcionamiento de cualquier economía desarrollada. Su correcto funcionamiento y la existencia de capacidad suficiente para la correcta conexión de los proyectos que lo necesiten posibilita la aparición de nuevos polos de actividad, tanto residenciales como industriales, que contribuyen al desarrollo del conjunto de la sociedad a todos los niveles.

Por dicho motivo, no es de extrañar que la normativa sectorial de aplicación entienda al suministro eléctrico como un servicio de interés económico general¹ -ex artículo 2.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico

(“LSE”)- ni que la mayor parte de las estructuras eléctricas se consideren de utilidad pública², sobrepasando su importancia a la satisfacción del interés privado de su titular, pues su relevancia para la satisfacción de los intereses generales excede con creces dichos límites.

En este sentido, los servicios de interés económico general (“SIEG”) son actividades de servicio comercial que cumplen misiones de interés general y que están sujetas a obligaciones específicas de servicio público. En otras palabras, que su prestación no se rige de manera exclusiva por normas de mercado, sino que las autoridades públicas deben garantizar que éstos (i) sean lo más cercanos posible a las necesidades de los usuarios, (ii) se adecuen a las circunstancias concretas y (iii) posean un alto nivel de calidad, seguridad y accesibilidad económica, promoviendo la igualdad de trato, la promoción del acceso universal y los derechos de los usuarios³.

¹En este sentido se pronuncia el artículo 2.1 de la LSE.

² Artículo 54.1 de la LSE: “Se declaran de utilidad pública las instalaciones eléctricas de generación, transporte, distribución de energía eléctrica, así como las infraestructuras eléctricas, incluidos los accesos y extensiones de red, así como los centros de transformación y de seccionamiento, de las estaciones de recarga de vehículos eléctricos de potencia superior a 3.000 kW, a los efectos de expropiación forzosa de los bienes y derechos necesarios para su establecimiento y de la imposición y ejercicio de la servidumbre de paso”.

³ Todo ello en línea con el artículo 1 del Protocolo nº26 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea.

No obstante, desde hace unos años han tenido lugar una serie de eventos que han tenido un gran impacto sobre la capacidad de acceso a esta infraestructura básica, imposibilitando la aparición de nuevos proyectos económicos y residenciales dada la incapacidad de garantizarles el suministro eléctrico, presupuesto imprescindible para su materialización.

Teniendo en cuenta lo anterior, a continuación, se procederá a desarrollar el régimen normativo aplicable al acceso a la red de los actores privados, cuál sería la función de la planificación eléctrica y, por último, a responder a la pregunta de si la imposibilidad manifiesta de obtener dicho acceso a causa de una escasez sistémica de capacidad podría considerarse como una vulneración de un derecho subjetivo susceptible de ser indemnizado por parte de la Administración.

Third Party Access – El acceso a la red como un derecho subjetivo

Tal y como se ha indicado, el suministro de energía eléctrica se configura como un SIEG, lo que se traduce en que las autoridades han de garantizar, entre otros extremos, las necesidades de los usuarios y la promoción del acceso universal.

Lo anterior se concreta en la exigencia ex artículo 6.1 de la Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE el cual establece que “Los Estados miembros garantizarán la aplicación de un sistema de acceso de terceros a las redes de transporte y de distribución basado en tarifas publicadas, aplicables a todos los clientes de forma objetiva y no discriminatoria entre usuarios de la red”. Por su parte, el inciso segundo establece como única exención que “El gestor de la red de transporte o de distribución podrá denegar el acceso en caso de que no se disponga de la capacidad necesaria. (...) Cuando se deniegue el acceso, las autoridades reguladoras garantizarán también, si procede, que el gestor de

la red de transporte o de distribución proporcione la información oportuna sobre las medidas necesarias para reforzar la red”.

La traslación de dicho mandato al ámbito nacional puede apreciarse en el tenor literal del artículo 8.2 de la LSE, el cual establece que “Se garantiza el acceso de terceros a las redes de transporte y distribución en las condiciones técnicas y económicas establecidas en esta ley y en los términos que se establezcan reglamentariamente por el Gobierno”, mientras que el artículo 33.2 establece que “En todo caso, el permiso de acceso solo podrá ser denegado por la falta de capacidad de acceso”.

Así, la fórmula jurídica utilizada para habilitar el “third party access” habría sido la configuración del derecho de acceso⁴ y el permiso de acceso⁵. En cuanto a su distinción, podría decirse que, mientras que el derecho de acceso sería el derecho subjetivo de los potenciales usuarios de la red -oponible a los gestores de las redes o ante cualesquiera autoridades que pudiesen torpedear dicho acceso- el permiso de acceso sería el resultado material del ejercicio de ese derecho.

Si bien el criterio general de ordenación de dichos permisos se ha configurado históricamente -y, de hecho, continúa siendo así- en torno a la prelación temporal, esto es, que el primer actor en ejercitar debidamente su derecho de acceso resultaba adjudicatario de la capacidad demandada con carácter cuasi-permanente, esta fórmula ha sufrido notorias alteraciones en los últimos tiempos.

Por una parte, el carácter permanente y reservado de los permisos de acceso fue reformado a raíz de las actuaciones de algunos agentes. La operativa que llevaban a cabo, sin ánimo de entrar en detalles, consistía en adjudicarse permisos de acceso para la instalación de proyectos de generación de energía eléctrica sin que hubiese un ánimo real de llevarlos a cabo. La finalidad era acaparar dichos permisos en sociedades vehículos que posteriormente eran vendidas a un promotor con una intención genuina de desarrollar proyectos, lo que derivó en una escasez de capacidad de acceso disponible, pues esta se hallaba secuestrada en permisos

⁴ Artículo 33.1 a) de la LSE: “Derecho de acceso: derecho de uso de la red en unas condiciones legal o reglamentariamente determinadas”.

⁵ Artículo 33.1 de la LSE: “Permiso de acceso: aquel que se otorga para el uso de la red a la que se conecta la instalación”.

de acceso para proyectos fantasma.

Como solución a lo anterior, el Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica introdujo una serie de hitos temporales con los que los adjudicatarios de los permisos de acceso para la instalación de proyectos de generación debían cumplir para que las autorizaciones en cuestión no caducasen, liberando, en dicho caso, la capacidad para que pudiese ser nuevamente adjudicada.

A grandes rasgos, los hitos consistían en la obtención, en un determinado plazo a contar desde la obtención del permiso de acceso, de determinados permisos o pronunciamientos administrativos. A saber: (i) Solicitud presentada y admitida de la autorización administrativa previa; (ii) obtención de la declaración de impacto ambiental favorable; (iii) obtención de la autorización administrativa previa; (iv) obtención de la autorización administrativa de construcción; y (v) obtención de la autorización administrativa de explotación definitiva.

Si bien las condiciones de cumplimiento y los plazos concretos han sido modificados en varias ocasiones por normas subsiguientes, la idea de fondo de este esquema sería el castigar a aquellos titulares de permisos que no materialicen el proyecto para el cual éstos han sido otorgados, lo que conllevaría su pérdida de vigencia y la ejecución de las garantías de acceso y conexión constituidas para su obtención.

En un principio, el ordenamiento tan solo preveía esta sanción para los permisos de acceso de los proyectos de generación. No obstante, el Real Decreto-ley 8/2023, de 27 de diciembre, por el que se adoptan medidas para afrontar las consecuencias económicas y sociales derivadas de los conflictos en Ucrania y Oriente Próximo, así como para paliar los efectos de la sequía equiparó la situación para los permisos de acceso de los proyectos de demanda, implementando un régimen similar, si bien adaptado a las especificidades pro-

pias de su naturaleza.

Por otro lado, como excepción al criterio general de ordenación temporal, también se ha previsto normativamente la adjudicación de capacidad en la red a través de un sistema de concurso. La principal diferencia con respecto al criterio general, sería que su adjudicación -ex artículo 19.1 d) del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica- seguiría otro tipo de criterios, entre los que se encontrarían (i) criterios temporales, que sirvan para priorizar aquellos proyectos que comiencen antes la inyección de energía, (ii) criterios asociados a la tecnología de generación, (iii) criterios técnicos que sirvan para priorizar proyectos en fase de I+D+i, o (iv) criterios socioeconómicos y ambientales, entre otros.

En definitiva, ante la escasez progresiva de capacidad de acceso, las condiciones del ejercicio de ese derecho de acceso se han vuelto más rígidas para tratar de ejercer de contrapeso a dicha disminución.

Sin embargo, en la actualidad estaríamos asistiendo a una escasez, no necesariamente puntual, derivada de la especulación, sino sistémica.

En cuanto a los datos que respaldarían esta realidad, en cumplimiento de lo dispuesto en la normativa⁶, los gestores de las redes de distribución han informado de que, según los mapas de capacidad publicados, el 83,4% de éstas se encontrarían saturadas⁷, mientras que en el caso de la red de transporte el porcentaje sería del 75%⁸. Lo anterior se traduciría en la denegación masiva de permisos de acceso con base en la inexistencia de capacidad, la cual sería, ex artículo 33.2 de la LSE, la única razón posible para ello.

Independientemente de las razones por las cuales se ha producido esta saturación (i.e. acaparamiento de permisos, falta de previsión, etc.) lo cierto es que existe una conculcación

⁶Circular 1/2024, de 27 de septiembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de demanda de energía eléctrica.

⁷<https://aelec.es/mapas-de-capacidad-saturacion-de-la-red/>.

⁸<https://elperiodicodelaenergia.com/red-electrica-publica-los-mapas-de-capacidad-de-acceso-de-la-demanda-a-la-red-de-transporte/>.

sistemática de un derecho subjetivo -esto es, el derecho de acceso-, no circunscrito a una zona determinada o a un evento delimitado en el tiempo.

Habida cuenta de ello, cabría preguntarse si, en tanto derecho sujeto a la viabilidad técnica de su ejercicio, dicha conculcación no tendría posibilidad de ser resarcido o si, por el contrario, existirían cauces formales a través de los cuales materializar algún tipo de responsabilidad de las autoridades públicas por el favorecimiento de dicha situación.

La planificación eléctrica: sujeto y objeto

Tal y como se ha señalado *ut supra*, las autoridades tienen la obligación de garantizar el ejercicio del derecho de acceso a la red con vocación de universalidad, sin que ello pueda suponer un deterioro en la calidad de su prestación. Para garantizar dicho acceso, dichas autoridades se han arrogado la potestad de planificar la estructura del sistema eléctrico, ordenando de esta manera las actuaciones de los actores en él involucrados.

En este sentido, el artículo 4.1 de la LSE establece que *“La planificación eléctrica tendrá por objeto prever las necesidades del sistema eléctrico para garantizar el suministro de energía a largo plazo, así como definir las necesidades de inversión en nuevas instalaciones de transporte de energía eléctrica, todo ello bajo los principios de transparencia y de mínimo coste para el conjunto del sistema”*. También que *“Únicamente tendrá carácter vinculante la planificación de la red de transporte con las características técnicas que en la misma se definan”*, no estando la red de distribución sometida *stricto sensu* de manera imperativa a sus previsiones.

Por su parte, en cuanto a los sujetos autorizados para ello, el inciso segundo del mismo precepto reza que *“La planificación eléctrica será realizada por la Administración General del Estado, con la participación de las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla, requerirá informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y trámite de audiencia. Será sometida al Congreso de los Diputados, de acuerdo con lo previsto en su Reglamento, con carácter previo a su aprobación por el Gobierno, y abarcará periodos de seis años”*.

Por último, en cuanto a los elementos integrantes de dicha planificación, el inciso tercero del ya mencionado artículo indica lo siguiente:

“3. Dicha Planificación incluirá los siguientes aspectos:

a) Con carácter indicativo, varios escenarios sobre la evolución futura de la demanda eléctrica incluyendo un análisis de sensibilidad en relación con la posible evolución de la demanda ante cambios en los principales parámetros y variables que la determinan y un análisis de los criterios que conducen a la selección de un escenario como el más probable. (...)

b) Estimación de la capacidad mínima que debe ser instalada para cubrir la demanda prevista bajo criterios de seguridad del suministro y competitividad, diversificación energética, mejora de la eficiencia y protección del medio ambiente.

c) Previsiones relativas a las instalaciones de transporte y distribución de acuerdo con la previsión de la demanda de energía eléctrica, que resulten óptimas conforme al análisis de coste y beneficio de las distintas opciones o niveles de adecuación del sistema para atender dicha demanda garantizando la seguridad de suministro. (...)

e) Las actuaciones sobre la demanda que optimicen la gestión de los recursos y fomenten la mejora del servicio prestado a los usuarios, así como la eficiencia y ahorro energéticos.

f) La evolución de las condiciones del mercado de producción para la consecución de la garantía de suministro. (...).”

En definitiva, la planificación eléctrica se configura como un elemento de regulación dirigido a prever las necesidades concretas del sistema, tanto desde la perspectiva de generación como desde la de la demanda, cuyo desarrollo dependería de la Administración General del Estado. Dicha potestad deriva, tal y como señaló el Tribunal Constitucional 63/2018 del 7 de junio de 2018, de su competencia para planificar por ley la actividad económica con carácter general:

“La Constitución habilita al Estado para planificar por ley la actividad económica (art. 131.1), y, dentro de esta potestad planificadora de carácter general, se inserta la del sector eléctrico, dada su evidente dimensión económica. La competencia del Estado en materia de planificación eléctrica se ampara en los títulos competenciales recogidos en el artículo 149.1.13 y 25 CE, invoca-

dos ambos en la disposición final segunda de la propia LSE; y es este mismo título competencial el que ampara la previsión contenida en el nuevo apartado sexto del artículo 4, dado que dicho precepto se introduce en la LSE por la disposición final cuarta de la presente Ley 32/2014, por lo que le resulta aplicable, por extensión, lo señalado en la citada disposición final”.

Así, tal y como se extrae del tenor de la normativa, la planificación eléctrica se configura tanto como una potestad como un mandato, cuyo grado de cumplimiento, si bien es difícil de determinar de manera exacta en tanto en cuanto no existirían criterios objetivos en base a los cuales medirlo, sí que sería posible evaluarlo en función del grado de garantía del suministro que se ofrecería.

En cuanto a éste, el *quid* de la cuestión residiría en que, tal y como se desprende del grado de saturación previamente señalado, no parecería que existiese una garantía del suministro en un sentido estricto, dada la imposibilidad sistémica de conectar nuevos consumos o polos de generación.

De lo anterior, cabría preguntarse ¿Esta imposibilidad de articular el derecho de acceso sería susceptible de generar un derecho de compensación por parte de la Administración al promotor afectado? Veámoslo a continuación.

Sobre la posibilidad de reclamación de responsabilidad patrimonial del Estado

El artículo 32 de la Ley 40/2015, de 1 de octubre, de Régimen Jurídico del Sector Público (“LRJSP”), establece que los particulares “tendrán derecho a ser indemnizados por las Administraciones Públicas correspondientes, de toda lesión que sufran en cualquiera de sus bienes y derechos, siempre que la lesión sea consecuencia del funcionamiento normal o anormal de los servicios públicos salvo en los casos de fuerza mayor o de daños que el particular tenga el deber jurídico de soportar de acuerdo con la Ley”.

Lo anterior, aplicado al presente caso, podría implicar que, si el perjuicio económico sufrido por los promotores de los proyectos frustrados por no poder conectar sus proyectos a la red eléctrica es directamente imputable a la Administración Pública, ésta ha de responder de los daños derivados de su falta de cumplimiento de su obligación de garantizar su cumplimiento.

Así, de conformidad con la Sentencia del Tribunal Supremo de 17 de abril de 1998 (Rec. 2694/1995), a través de la institución de la responsabilidad patrimonial de la Administración, se persigue la “consecución de una situación de indemnidad, o reparación integral, para aquel que ha sufrido una lesión antijurídica como consecuencia del normal o anormal funcionamiento de un servicio público...”.

Adicionalmente, para que exista responsabilidad patrimonial de la Administración es preciso, tal y como establece la Sentencia de 22 de abril de 2016 (Rec. 4080/2014), lo siguiente:

“1) Que se aprecie una relación de causalidad entre la acción/ omisión y el resultado lesivo.

2) Que el daño sea antijurídico, o, lo que es lo mismo, que el perjudicado no tenga el deber jurídico de soportarlo y ello supone: a) que el daño sea la materialización de un riesgo jurídicamente relevante creado por el servicio público; y b) que el ordenamiento no imponga al perjudicado expresamente el deber de soportar el daño.

3) Que el daño sea indemnizable: a) daño efectivo; b) evaluable económicamente; y c) individualizable en relación a una persona o grupo de personas”.

Es relevante hacer hincapié en el primero de los puntos ahí indicados, puesto que el factor determinante de la responsabilidad no solo puede ser una acción dolosa, sino que también puede encontrarse constituido por una omisión de la Administración Pública consistente en la inobservancia de sus obligaciones⁹. Una vez acreditada dicha conducta dolosa, los elementos a reclamar podrían alcanzar, entre otros, al daño emergente o al lucro cesante.

⁹Sentencia del Tribunal Supremo de 23 de diciembre de 1998, FJ 4º.

Volviendo a la pregunta inicialmente planteada acerca de la posibilidad de reclamar a la Administración por la imposibilidad de ejercer el derecho de acceso a la red, si bien no existen precedentes jurisprudenciales, sí que sería posible extrapolar juicios jurídicos realizados en supuestos susceptibles de ser analizados de manera analógica.

En este sentido, la Sentencia de la Sala tercera de 29 de mayo de 2024 (rec.4555/2021) resolvió acerca de una cuestión que merece la pena analizar.

Así, todo partía de una sociedad mercantil, perjudicada por las deficientes condiciones de un tramo de carretera en Extremadura, por lo que, invocando la legislación de carreteras, requirió infructuosamente a la administración para que la reparase.

Nótese que se trata de un supuesto que, en términos estrictamente jurídicos, posee más semejanzas con el objeto del presente artículo de las que podría parecer a priori. Así, el supuesto de la sentencia (i) versa sobre la vulneración de un derecho subjetivo de un administrado en relación con (ii) la imposibilidad de acceder a una red de infraestructuras titularidad de la Administración y (iii) sobre la que pesaría una obligación de mantenimiento la cual se estaría inobservando. Todo ello llevaría a pensar que, *mutatis mutandis*, sería posible trasladar las conclusiones ahí expuestas al caso que nos ocupa.

Habida cuenta de lo anterior, la sentencia se pronuncia en los siguientes términos:

“Está fuera de duda la existencia de una obligación de las Administraciones públicas de mantener en buen estado de servicio y de reparar las carreteras de su titularidad. (...) Sin embargo, se trata de una obligación genérica, de forma que su cumplimiento requiere la adopción de actos concretos de aplicación, como lo son la dotación de medios presupuestarios y la aprobación de un

plan de actuación específico de conservación o reparación de un tramo concreto de una carretera. Y, evidentemente, de las leyes citadas se deriva una obligación de la Administración competente en beneficio general de todos los ciudadanos que transiten o puedan transitar por dicha carretera, en ningún caso en beneficio de un concreto particular como lo es la sociedad reclamante. Pues una cosa es que una eventual actuación de la Administración reparando el tramo que discurre colindante con la finca de la recurrente beneficie a ésta, lo que justifica que la Sala de instancia le reconociese legitimación ad causam para litigar, y otra que tenga derecho a una prestación concreta en virtud de una ley que establece una obligación genérica en beneficio de todos los potenciales usuarios y que inequívocamente requiere actos de aplicación. Más alejado es el otro supuesto contemplado en el artículo 29.1, pues es claro que en ningún caso la reclamación de la parte recurrente se basa en acto, contrato o convenio que obligue a la Administración extremeña a reparar la carretera litigiosa en beneficio de la mercantil Comercio y Finanzas. Y, en todo caso, la obligación legal de conservar y reparar las carreteras no supone la obligación de realizar una prestación concreta en favor de ningún sujeto particular, aunque pueda beneficiarle como es el caso de la recurrente, sino que se trata de una obligación en beneficio de todos los potenciales usuarios de una carretera, esto es, en favor de un colectivo indeterminado e incierto”.

Grosso modo, lo que dictamina el Tribunal Supremo es la imposibilidad de reclamar el cumplimiento de obligaciones “genéricas” por parte de particulares en tanto en cuanto requieran de actos de aplicación concretos, lo que se traduce en la inexistencia de la obligación de prestaciones concretas en su favor.

Así, al tratar de trazar un paralelismo entre el supuesto de la sentencia y el aquí analizado, quedando vedadas las vías previstas en el artículo 29¹⁰ de la Ley 29/1998, de 13 de julio, reguladora de la Jurisdicción Contencioso-administrativa (en adelante, la “LJCA”) -relativas a la inactividad de la Ad-

¹⁰1. Cuando la Administración, en virtud de una disposición general que no precise de actos de aplicación o en virtud de un acto, contrato o convenio administrativo, esté obligada a realizar una prestación concreta en favor de una o varias personas determinadas, quienes tuvieran derecho a ella pueden reclamar de la Administración el cumplimiento de dicha obligación. Si en el plazo de tres meses desde la fecha de la reclamación, la Administración no hubiera dado cumplimiento a lo solicitado o no hubiera llegado a un acuerdo con los interesados, éstos pueden deducir recurso contencioso-administrativo contra la inactividad de la Administración.

2. Cuando la Administración no ejecute sus actos firmes podrán los afectados solicitar su ejecución, y si ésta no se produce en el plazo de un mes desde tal petición, podrán los solicitantes formular recurso contencioso-administrativo, que se tramitará por el procedimiento abreviado regulado en el artículo 78.

ministración-, parecería que la sequía de permisos de acceso no resultaría antijurídica *per se*, puesto que no existirían cauces procesales para hacer valer ese perjuicio. Ello sería así en tanto que, en la misma línea que en el supuesto ahí analizado, el interesado en acceder a la red eléctrica no posee ningún título que le otorgue un derecho concreto a reclamar de la Administración una conducta específica, siendo necesario un acto de aplicación específico. Asimismo, el carácter no vinculante de la planificación eléctrica en el caso de la distribución podría poner en entredicho la relación de causalidad entre la omisión en la planificación y el daño concreto, si bien ello debería ser analizado caso a caso.

Sin ánimo de criticar la sentencia, la cual ya fue desmenuzada profusamente por el Magistrado José Ramón Chaves¹¹, sí que resulta digna de mención una de las conclusiones a las que llega en su razonamiento, y es que *“algo chirría cuando existe una obligación y no existe mecanismo ante la jurisdicción contencioso-administrativa para que se cumpla, o se interpreta*

el que puede existir de forma restrictiva”.

Sin embargo, ha de tenerse en cuenta que lo anterior podría ser contradicho -*contrario sensu*- en el supuesto en el que un particular, en base a algún tipo de título, pudiese acreditar algún derecho con un mínimo grado de concreción. Ello podría derivar en que, en base a éste, los órganos jurisdiccionales pudiesen acoger sus pretensiones, al no limitarse su reclamación a la materialización de una obligación genérica, sino al resarcimiento de un derecho particular el cual resultase, como mínimo, identificable.

Sería una vez iniciado ese procedimiento contra la inactividad de la Administración el que, posteriormente, podría permitir la reclamación de una hipotética responsabilidad patrimonial una vez se vea acreditada la inobservancia de sus obligaciones, haciendo aflorar de esta manera el carácter antijurídico del daño soportado, el cual quedaría de otra forma sepultado por la imposibilidad de articular una reclamación dada la ausencia de cauces legales habilitados.

Conclusiones

Si bien el ordenamiento jurídico ha articulado el acceso a la red eléctrica como un derecho subjetivo oponible frente a los gestores de la red y las autoridades públicas, con raíz tanto en la normativa comunitaria como en la LSE, que obligan a garantizar un acceso basado en condiciones objetivas, transparentes y no discriminatorias, no parece que existan cauces procesales que permitan materializar dicho derecho, siendo complicado defender una potencial antijuricidad del daño.

Así, la vía de la responsabilidad patrimonial presenta serias limitaciones, pues la jurisprudencia del Tribunal Supremo ha descartado que los particulares puedan reclamar el cumplimiento de obligaciones de carácter genérico que requieran actos de aplicación específicos, lo que impide -a priori- articular pretensiones resarcitorias fundadas exclusivamente en la saturación sistémica de la red. A ello se le sumaría la complejidad añadida derivada del carácter no vinculante de la planificación en la red de distribución, lo que daría un argumento de defensa a la Administración en función de las circunstancias concretas.

Sin embargo, queda abierta, una vía para aquellos promotores que puedan acreditar una posición jurídica individualizada y suficientemente concreta, supuesto en el que los órganos jurisdiccionales podrían acoger sus pretensiones

¹¹<https://delajusticia.com/2024/06/12/debilitamiento-de-la-lucha-frente-a-la-inactividad-en-el-servicio-publico/>.

al no limitarse estas al cumplimiento de una obligación genérica, sino al resarcimiento de un derecho particular identificable.

Sin perjuicio de lo anterior, no deja de llamar la atención la distinción que se efectúa entre el interés general y el interés de un particular, como si el segundo, identificable y concreto, mereciese un trato inferior al primero, cuando no es sino, en muchas ocasiones, una manifestación de éste.

En cualquier caso, dada la importancia del derecho de acceso a la red en el desarrollo económico y social, urge la implementación de cauces procedimentales que permitan actuar con la inactividad o, en su caso, la insuficiencia de la actuación administrativa ya sea con carácter general o de manera aplicada al sector eléctrico. Idealmente, podría estudiarse la reapertura del cauce del artículo 29 de la LJCA para combatir las insuficiencias en el ámbito de la planificación eléctrica, lo cual tendría como ventaja principal la no necesidad de realizar ningún tipo de reforma legislativa, sino que bastaría con la instauración de un criterio interpretativo jurisprudencial un tanto más benévolo con los intereses de los particulares los cuales, a través de la declaración de inactividad de la Administración, podrían ver sus intereses protegidos al aflorar el carácter antijurídico del daño soportado.

Minerales críticos y desarrollo de la minería en España

Gonzalo Escamilla Rodríguez

Miguel Ángel Casquet Cano

Red de Jóvenes Club Español de la Energía

Introducción

Los minerales críticos desempeñan un papel estratégico para avanzar en la transición energética y digital, necesaria para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, reforzar la seguridad del suministro energético y aumentar la competitividad de la economía. La rápida expansión de tecnologías como los vehículos eléctricos, la irrupción de las energías renovables en el *mix* energético, el almacenamiento y las baterías, la modernización de las redes eléctricas y los dispositivos electrónicos está impulsando un crecimiento de la demanda de este tipo de recursos.

Sin embargo, este incremento en la demanda de minerales críticos no está exento de riesgos. La extracción y el procesamiento de minerales críticos se concentran en un reducido número de países, China, Australia, Chile, Indonesia, la República Democrática del Congo, Sudáfrica y Rusia, lo que aumenta el riesgo ante conflictos, inestabilidad política y restricciones comerciales. Por ello, países como Estados Unidos, Canadá, Japón o Reino Unido y bloques como la Unión Europea (UE) han desarrollado planes para reducir

la dependencia exterior y asegurar el suministro de materias primas críticas.

En concreto la UE aprobó el reglamento (UE) 2024/1252, conocido como Ley Europea de las Materias Primas Fundamentales (*Critical Raw Materials Act*), que entró en vigor en 2024. El reglamento tiene como finalidad asegurar un abastecimiento diversificado, seguro y sostenible de materias primas fundamentales, consideradas esenciales para la transición energética y digital y para la competitividad de la industria europea. Entre sus objetivos se fija como referencia que para 2030, la UE sea capaz de extraer al menos el 10% de su consumo anual de materias primas estratégicas.

En aplicación de este marco, la UE ha aprobado 47 proyectos estratégicos relacionados con la extracción, la transformación, el reciclaje y la sustitución de materiales. Siete de ellos se localizan en España. Sin embargo, especialmente los proyectos de extracción no están exentos de polémica por la oposición social y ambiental y por su posible incompatibilidad con otros usos del territorio, como la agricultura, la ganadería o el turismo.

El artículo se estructura en tres apartados. El primero presenta el concepto de minerales críticos y analiza su papel en la transición energética y digital. El segundo aborda la situación de la minería en España, mientras que el tercero examina los principales factores que favorecen o limitan el desarrollo de la actividad minera en el país.

Qué son los minerales críticos y para qué sirven

La definición de material crítico varía en función del contexto geopolítico y económico de cada país o región (*International Renewable Energy Agency* [IRENA], 2023). No obstante, estos materiales comparten una serie de rasgos comunes: son fundamentales para la producción de tecnologías estratégicas, cuentan con pocas o ninguna alternativa de sustitución y presentan una disponibilidad limitada en relación con la demanda (Gielen y Papa, 2021). Además, su criticidad está relacionada con la vulnerabilidad de las cadenas de suministro, especialmente cuando la producción o el refinado se concentran en unos pocos países, lo que incrementa el riesgo de interrupciones del abastecimiento ante conflictos, crisis políticas o tensiones comerciales (IRENA, 2023). Algunos, como el cobalto, cobre, níquel, litio y las tierras raras, aparecen frecuentemente en las listas, mientras que otros (aluminio, plata, etc.) son mencionados de forma más irregular. IRENA (2023) reconociendo esta heterogeneidad, recopiló 35 listas de diferentes países y regiones, identificando 51 materiales citados al menos una vez. Los 5 minerales que aparecen citados en un mayor número de listas son el litio, usado para la fabricación de baterías recargables (vehículos eléctricos y teléfonos móviles); el cobre, para cableado interno y componentes del rotor de los molinos eólicos; el cobalto, para la fabricación de baterías de iones de litio (teléfonos y vehículos eléctricos); el níquel, para baterías y el indio, en paneles solares y pantallas.

Autonomía estratégica en la UE

La evolución del sector minero europeo puede entenderse como una transición desde un proceso de declive hacia una revalorización estratégica. Tradicionalmente, Europa ha

concentrado sus capacidades industriales en el refinado, la transformación y la manufactura, mientras que la actividad extractiva ha desempeñado un papel menor. Esta especialización responde tanto a la evolución histórica de la industria europea como a la creciente externalización de la extracción minera desde la década de 1970, favorecida por la disponibilidad de materias primas importadas a bajo coste, el endurecimiento de la regulación ambiental y la reducción de los incentivos para desarrollar nueva capacidad extractiva interna (OECD, 2025). Por ello, la UE ha mantenido una base industrial relevante en las etapas intermedias y finales de la cadena de valor, especialmente en metalurgia y fabricación de bienes industriales. Sin embargo, su capacidad de refinado y procesamiento es desigual: sigue siendo significativa para algunos metales industriales consolidados como cobre y aluminio y materias primas críticas como cobalto y germanio, pero presenta importantes déficits en numerosos minerales críticos como galio, magnesio y tierras raras (*European Court of Auditors*, 2026).

Una combinación de conocimiento limitado sobre la disponibilidad de recursos dentro de la UE y de obstáculos económicos, regulatorios y sociales ha frenado el desarrollo de nuevas actividades extractivas (Nakano, 2021). Aunque diversos autores señalan que la principal limitación no reside en la escasez geológica, sino en las dificultades para transformar los recursos identificados en explotaciones viables debido a los largos procedimientos de autorización, la competencia por el uso del suelo y la aceptación social son condicionantes que afectan a la generación de nuevos proyectos extractivos en la UE (Nurmi y Molnár, 2014).

No obstante, el aumento de la demanda de minerales impulsado por las economías emergentes, especialmente China, puso de manifiesto la vulnerabilidad del abastecimiento europeo y propició un cambio en las políticas comunitarias. En el caso de la UE, el 75 % de los materiales críticos son importados, en algunos casos con porcentajes cercanos al 100 % desde países con un elevado riesgo (Nakano, 2021). Ante este contexto, la UE ha reforzado el reconocimiento de la minería como un sector estratégico para garantizar la seguridad del suministro de materias primas y reducir la vulnerabilidad de las cadenas de valor industriales europeas (Nurmi y Molnár, 2014).

Con la aprobación del Reglamento de Materias Primas Fundamentales, la UE busca el objetivo de reducir su elevada dependencia exterior en el suministro de materias primas críticas y reforzar la seguridad de abastecimiento. El Reglamento persigue aumentar y diversificar el suministro de materias primas fundamentales dentro de la UE, fortalecer la circularidad de estos materiales y fomentar la investigación y la innovación orientadas al uso más eficiente de los recursos y al desarrollo de materiales sustitutivos. Para ello, establece dos categorías diferenciadas: las materias primas fundamentales y las materias primas estratégicas. Las primeras se identifican en función de su elevada importancia económica para la UE y del riesgo de interrupción de su suministro. Las materias primas estratégicas, por su parte, constituyen un subconjunto de las anteriores y agrupan aquellos recursos considerados esenciales para el despliegue de tecnologías relacionadas con la transición energética y digital, así como

para los sectores de la defensa y la industria aeroespacial. Desde 2011, la Comisión Europea publica y actualiza cada tres años una lista de materias primas críticas. Esta lista ha pasado de incluir 14 entradas en 2011 a 20 en 2014, 27 en 2017, 30 en 2020 y 34 en 2023 (Comisión Europea, 2023).

En 2025, la Comisión Europea aprobó por primera vez una lista de 47 proyectos para garantizar el abastecimiento doméstico de minerales críticos (Comisión Europea, 2025a). Estos proyectos se localizan a través de 13 Estados miembros de la UE (ver Figura 1). Los proyectos abarcan uno o más segmentos de la cadena de valor de las materias primas como son las actividades de extracción (25 proyectos), transformación (24), reciclado (10) y sustitución de materiales (2). De los 47 proyectos estratégicos seleccionados, 7 de ellos se sitúan en España, más concretamente en Extremadura, Galicia, Andalucía y Castilla-La Mancha.

Figura 1. Proyectos estratégicos en la UE



Fuente: Comisión Europea (2025b).

La minería en España

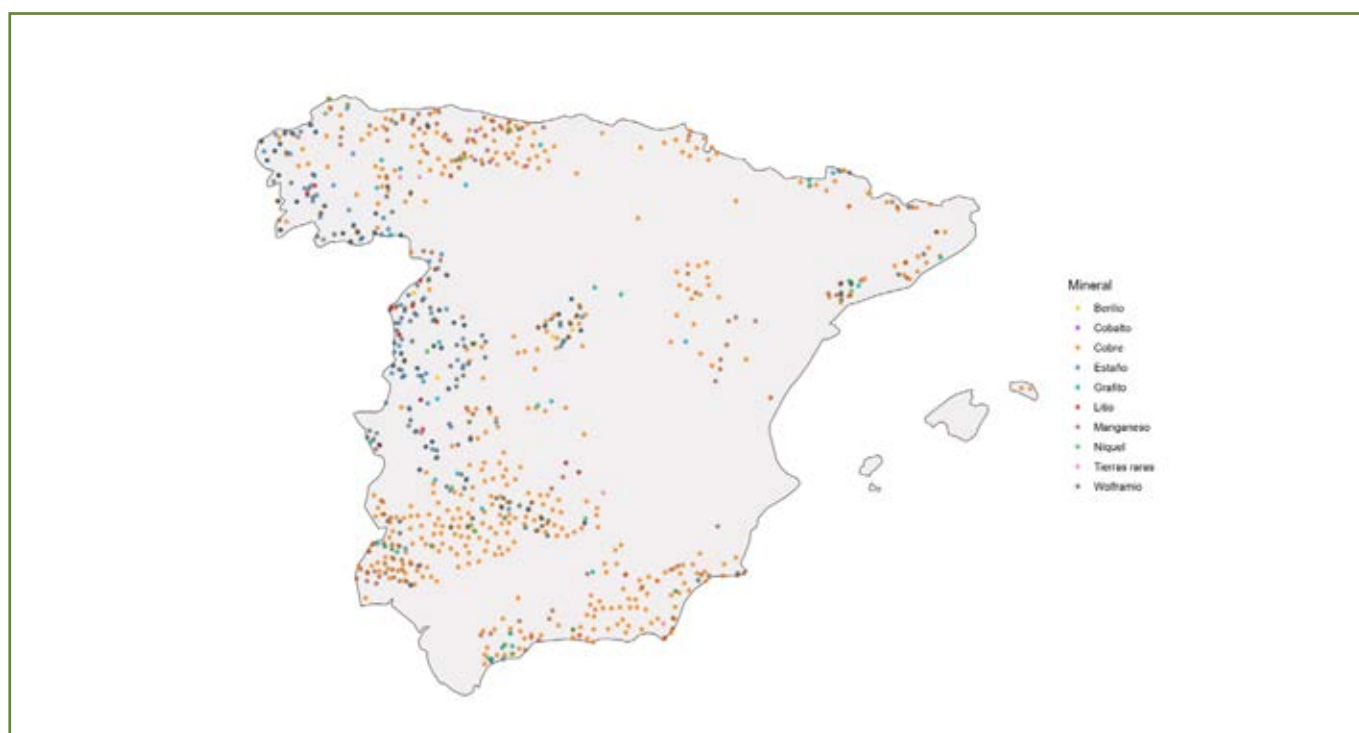
La presencia de siete proyectos estratégicos europeos en España de los 47 aprobados por la Comisión Europea se explica por la diversidad geológica del país y por la existencia de numerosos recursos minerales (Subdirección General de Minas & Instituto Geológico y Minero de España, 2026). De los siete proyectos, 4 se centran en la extracción, 2 en la extracción y procesamiento y 1 en el reciclado.

El mapa de la Figura 2 muestra los indicios de minerales estratégicos en España registrados en la Base de Datos de Recursos Minerales del IGME-CSIC. El conocimiento de estos recursos se apoya en los mapas metalogenéticos y en la Base de Datos de Recursos Minerales del Instituto Geológico y Minero de España. Los puntos representan localizaciones en las que se ha identificado la presencia de una o varias sustancias minerales. Su aparición en el mapa no implica

necesariamente que exista una mina activa ni una reserva económicamente explotable, ya que algunos registros corresponden únicamente a mineralizaciones conocidas que requieren estudios adicionales para determinar su tamaño, concentración y viabilidad.

La distribución de los indicios de minerales estratégicos en España muestra la existencia de un potencial geológico relevante, especialmente en la parte occidental del país. En concreto, los minerales más representados en el territorio español son cobre, wolframio, estaño y manganeso. Sin embargo, la presencia de una mineralización no implica que su explotación sea técnica o económicamente viable, ya que es necesario considerar factores como la concentración del mineral, los costes de extracción, las infraestructuras disponibles y los procedimientos administrativos y ambientales. Por tanto, la localización de estos recursos constituye únicamente el punto de partida para valorar la posible apertura o reapertura de explotaciones mineras.

Figura 2. Indicios de minerales estratégicos en España



Fuente: Instituto Geológico y Minero de España (IGME-CSIC) y elaboración propia.

Dentro del proceso de apertura de explotaciones mineras, el desarrollo de nuevos proyectos mineros puede generar oportunidades relacionadas con el empleo rural, la actividad industrial y el suministro de materias primas necesarias para la transición energética. No obstante, también puede producir impactos ambientales, conflictos sociales y problemas de compatibilidad con otros usos del territorio, como la agricultura, la ganadería, el turismo o la conservación de los ecosistemas. A continuación, se analizan los principales factores que pueden favorecer o limitar la apertura de nuevas minas en España.

Minería, territorio y aceptación social

Minería y compatibilidad con otros usos del territorio

La apertura de una explotación minera puede implicar la sustitución de otros usos del suelo, tales como los agrícolas, ganaderos, forestales, urbanos, recreativos o de conservación ambiental. Esto ocurre porque una mina a cielo abierto no se limita solo al hueco de extracción, sino que también necesita escombreras, balsas y otras instalaciones. Esto limita la compatibilidad con otras actividades e implica que una parte del suelo deje de utilizarse para cultivar, o criar ganado. Por ejemplo, Redondo-Vega et al. (2017) estudiaron minas de carbón, canteras de pizarra y graveras del noroeste de España y comprobaron que las explotaciones habían ocupado terrenos que anteriormente tenían otros usos. Además, señalan que la minería a cielo abierto destruye la topografía anterior, por lo que el cambio del paisaje y del uso del suelo puede ser irreversible. La ganadería extensiva también puede verse perjudicada cuando se cierran caminos, se fragmentan fincas o desaparecen pastos y puntos de agua (San Miguel et al., 2016).

Aceptación diferentes tipos de minería

La aceptación social de la minería no depende solamente del mineral extraído, sino también del tamaño del proyecto,

de la técnica utilizada, de sus posibles efectos y de la confianza que genere la empresa. No existe una encuesta nacional representativa que permita asignar un porcentaje de aceptación a cada tipo de minería en España. La literatura muestra que la percepción de un proyecto está relacionada con la superficie ocupada, el consumo de agua, la generación de residuos y los posibles efectos sobre otras actividades del territorio (Saenz, 2022; Dall-Orsoletta et al., 2025). La extracción de cobre y níquel, por ejemplo, puede requerir una alteración importante del suelo, especialmente cuando aumenta la producción de minerales con concentraciones cada vez menores (Lèbre et al., 2020). En la minería subterránea la ocupación superficial suele ser menor, aunque se mantienen impactos en el agua, los residuos, las instalaciones exteriores y la seguridad. En el caso del litio obtenido de salmueras, el método tradicional de evaporación ha sido cuestionado por su consumo de agua y por sus posibles efectos sobre ecosistemas áridos. La extracción directa de litio puede reducir la superficie ocupada y evitar largos periodos de evaporación, pero no elimina todos los impactos, ya que algunas tecnologías necesitan cantidades importantes de energía, agua dulce y reactivos, además de generar residuos (Vera et al., 2023).

Minería y beneficio local

La minería puede aportar beneficios económicos importantes, especialmente en municipios rurales con pocas alternativas laborales. En España, el sector alcanzó en 2024 un valor de producción de 3.628 millones de euros y generó 30.234 empleos directos en 2.592 explotaciones (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2026). A estos puestos se suman otros empleos indirectos relacionados con el transporte, el mantenimiento, la ingeniería, la maquinaria y los servicios utilizados por las empresas. Cuando estos empleos presentan estabilidad y van acompañados de inversiones en infraestructuras y servicios, la actividad minera puede contribuir a fijar población en el territorio y apoyar la revitalización de municipios afectados por el reto

¹ La minería puede ser a cielo abierto, cuando el mineral se extrae desde la superficie mediante grandes excavaciones; subterránea, cuando se accede al yacimiento mediante pozos y galerías; o por disolución, cuando se inyectan fluidos para disolver el mineral y extraerlo posteriormente, como ocurre en algunos yacimientos de litio.

demográfico. Además, cabe destacar el impacto positivo en la recaudación de las administraciones públicas. Sin embargo, la presencia de una explotación no garantiza que toda la riqueza generada permanezca en la zona. Para valorar su beneficio territorial habría que analizar cuántos trabajadores proceden de los municipios cercanos, qué porcentaje de los contratos se adjudican a empresas locales y qué parte de los ingresos se reinvierten en el territorio. Una mina puede tener una producción elevada, pero generar efectos limitados si el personal especializado y los proveedores proceden principalmente de fuera (Kemp y Owen, 2013). A esto debemos

añadirle los problemas de gobernanza que puede generar en las instituciones locales tener industrias con un peso tan grande en términos de producción y empleo en la zona. También debe tenerse en cuenta que la minería es una actividad temporal. Cuando el depósito se agota o deja de ser rentable, los territorios muy dependientes de una sola explotación pueden sufrir desempleo, pérdida de actividad empresarial y reducción de ingresos públicos. Syahrir et al. (2021) señalan que la capacidad de una comunidad para afrontar el cierre depende de la diversificación económica y de la planificación previa.

Conclusiones

Los minerales críticos se han convertido en un elemento clave para la transición energética, la digitalización y la seguridad industrial europea. La elevada dependencia exterior de la UE explica el impulso de nuevas políticas y proyectos estratégicos orientados a aumentar la extracción, la transformación y el reciclaje dentro del territorio europeo. En este contexto, España ocupa una posición relevante por su diversidad geológica y por la presencia de numerosos indicios minerales. Sin embargo, la existencia de indicios no garantiza que los recursos puedan explotarse de forma técnica, económica y ambientalmente viable.

La apertura de nuevas minas tampoco depende únicamente de la disponibilidad del mineral. La competencia con la agricultura, la ganadería y la conservación de los ecosistemas puede generar conflictos importantes, sobre todo en explotaciones a cielo abierto. A ello se suman las diferencias entre técnicas de extracción, el consumo de agua, la generación de residuos y la percepción de los riesgos por parte de la población. Por esta razón, la aceptación social y la compatibilidad territorial deben analizarse desde las primeras fases del proyecto.

La minería puede aportar empleo, actividad industrial e ingresos a zonas rurales, pero estos beneficios no siempre permanecen en el territorio. Para que su contribución sea duradera, sería necesario favorecer la contratación local, la formación profesional, la participación de empresas cercanas y la diversificación económica antes del cierre de la explotación. En definitiva, España dispone de potencial para contribuir a la autonomía estratégica europea, pero su aprovechamiento requerirá más exploración, procedimientos claros y una planificación que combine seguridad de suministro, protección ambiental y beneficios reales para las comunidades locales.

Referencias Principales

Comisión Europea. (2025a). *Commission Decision of 25 March 2025 recognising certain critical raw material projects as Strategic Projects under Regulation (EU) 2024/1252 of the European Parliament and of the Council (C(2025) 1904 final).*

Comisión Europea. (2025b). *Proyectos estratégicos en el marco de la Ley de Materias Primas Fundamentales.*

Comisión Europea, Dirección General de Mercado Interior, Industria, Emprendimiento y Pymes. (2023). Estudio sobre las materias primas fundamentales para la UE 2023: Informe final. Oficina de Publicaciones de la Unión Europea. <https://doi.org/10.2873/725585>.

Dall-Orsoletta, A., Verrier, B., Uriona-Maldonado, M., Dranka, G. G., & Ferreira, P. (2025). How does social acceptance affect transition minerals production in Europe? A system dynamics approach and case study in Portugal. *The Extractive Industries and Society*, 22, 101625. <https://doi.org/10.1016/j.exis.2025.101625>.

European Court of Auditors. (2026). Special report 04/2026: Critical raw materials for the energy transition – Not a rock-solid policy. Oficina de Publicaciones de la Unión Europea. <https://www.eca.europa.eu/en/publications/SR-2026-04>.

Gielen, D., & Papa, C. (2021). Materials for the energy transition. International Renewable Energy Agency & Enel. Disponible en: <https://www.irena.org/TechnicalPapers/Critical-Materials-For-The-Energy-Transition>.

International Renewable Energy Agency. (2023). Geopolitics of the energy transition: Critical materials. IRENA. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Jul/IRENA_Geopolitics_energy_transition_critical_materials_2023_ES.pdf.

Kemp, D., & Owen, J. R. (2013). Community relations and mining: Core to business but not “core business”. *Resources Policy*, 38(4), 523–531. <https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2013.08.003>.

Lèbre, É., Stringer, M., Svobodova, K., Owen, J. R., Kemp, D., Côte, C., Arratia-Solar, A., & Valenta, R. K. (2020). The social and environmental complexities of extracting energy transition metals. *Nature Communications*, 11, 4823. <https://doi.org/10.1038/s41467-020-18661-9>.

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2026). Estadística Minera de España 2024. Gobierno de España.

Nakano, J. (2021, March 11). The geopolitics of critical minerals supply chains. Center for Strategic and International Studies.

Nurmi, P. A., & Molnár, F. (2014). The future of metal minerals mining in the EU. *European Geologist*, 37, 12–19.

Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD). (2025). Enhancing regional mining ecosystems in the European Union: Assessment and recommendations. OECD Publishing. https://www.oecd.org/en/publications/enhancing-regional-mining-ecosystems-in-the-european-union_97ba1224-en.html.

Redondo-Vega, J. M., Gómez-Villar, A., Santos-González, J., González-Gutiérrez, R. B., & Álvarez-Martínez, J. (2017). Changes in land use due to mining in the north-western mountains of Spain during the previous 50 years. *Catena*, 149, 844–856. <https://doi.org/10.1016/j.catena.2016.03.017>.

San Miguel, A., Roig, S., & Perea, R. (2016). The pastures of Spain. *Pastos*, 46(1), 6–39. <https://polired.upm.es/index.php/pastos/article/view/3501>.

Saenz, C. (2022). *Keeping up with the flow: Using multiple water strategies to earn social license to operate in the Peruvian mining industry*. *Resources Policy*, 77, 102687. <https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2022.102687>.

Subdirección General de Minas, & Instituto Geológico y Minero de España. (2026). *Programa Nacional de Exploración Minera 2026-2030*. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/mineria/Mineria/Documents/Programa_Nacional_de_Exploracion_Minera_2026-2030.pdf.

Syahrir, R., Wall, F., & Diallo, P. (2021). *Coping with sudden mine closure: The importance of resilient communities and good governance*. *The Extractive Industries and Society*, 8(4), 101009. <https://doi.org/10.1016/j.exis.2021.101009>.

Vera, M. L., Torres, W. R., Galli, C. I., Chagnes, A., & Flexer, V. (2023). *Environmental impact of direct lithium extraction from brines*. *Nature Reviews Earth & Environment*, 4, 149–165. <https://doi.org/10.1038/s43017-022-00387-5>.

HVDC*: de tecnología de nicho a columna vertebral del sistema. Qué significa para España

Ignacio Loureiro Orejas

Red de Jóvenes del Club Español de la Energía

Introducción: la isla que produce más de lo que puede compartir

En abril de 2025 la Península Ibérica perdió el sincronismo con el resto de Europa continental y, durante unas horas, dejó de existir como parte del sistema eléctrico europeo. El informe final del panel de expertos de ENTSO-E, publicado casi un año después, no encontró un culpable único: describe una cadena de sobretensiones, oscilaciones, desconexiones sucesivas de generación y una capacidad de control de la tensión que resultó insuficiente para la velocidad a la que se desarrollaron los acontecimientos [1]. Pero hay un dato de contexto que apareció en casi todos los análisis posteriores y que precede con mucho al apagón: España es, desde hace treinta años, prácticamente una isla eléctrica.

La cifra es conocida y sigue siendo incómoda. La capacidad de intercambio con Francia, la única puerta de la Península al sistema continental europeo, ronda los 2.800 MW [2]. Sobre

un parque de generación que supera los 130 GW, eso supone un nivel de interconexión con Europa inferior al 3%, cuando el Reglamento (UE) 2018/1999 fija un objetivo mínimo del 15% para 2030 y el objetivo intermedio del 10% para 2020 ya se incumplió [3]. Aun sabiendo esto, España instala renovables a un ritmo que la convierte en uno de los países europeos con mayor excedente estructural de energía barata y sus consecuentes horas de vertido.

Este artículo sostiene una tesis sencilla: España es, por geografía, por *mix* de generación y por posición en el mercado europeo, uno de los países a los que más conviene la transmisión en corriente continua de alta tensión (HVDC, por sus siglas en inglés) y, a la vez, uno de los que más obstáculos acumula para desplegarla a la escala que necesita. Para argumentarlo conviene entender antes qué es el HVDC, de dónde viene y por qué, tras décadas como solución poco común, se ha convertido en la tecnología en torno a la cual Europa está rediseñando su red de transporte.

* High Voltage Direct Current (HVDC)

1. Pasado: por qué perdió la corriente continua y por qué ha vuelto

1.1. Una derrota y sus tres excepciones

La historia comienza con una importante derrota. A finales del siglo XIX la corriente continua de Edison perdió frente a la alterna de Tesla y Westinghouse por una razón muy sencilla, el transformador. La alterna permitía elevar la tensión, para transportar energía más lejos con menos pérdidas, y reducirla después en las zonas de consumo; pero, por desgracia para Edison, no existía ninguna tecnología capaz de hacer lo mismo en corriente continua. A partir de ahí, la red mundial se construyó en alterna trifásica, y aquella decisión sigue condicionando todo lo que hoy llamamos sistema eléctrico: los 50 o 60 Hz, el sincronismo entre generadores o la inercia de las máquinas rotativas como colchón frente a las perturbaciones.

Pero la alterna tiene tres límites físicos que la continua no tiene.

El primero es la distancia. En una línea aérea muy larga y dependiendo de su flujo, la alterna va perdiendo estabilidad y necesita compensación cada cierto tramo. El segundo, y más determinante, es el cable submarino o soterrado: un cable de alterna se comporta como un condensador, y a partir de unas decenas de kilómetros, se «carga y descarga» a sí mismo cincuenta veces por segundo hasta consumir prácticamente toda la capacidad del conductor. No es que sea caro llevar alterna por cable a doscientos kilómetros, es que no llega nada útil al otro extremo. El tercero es el sincronismo, dos sistemas de alterna solo pueden unirse si laten exactamente al mismo ritmo, lo que impide conectar redes asíncronas y convierte cualquier perturbación en un problema compartido.

La continua resuelve los tres. Un cable en continua en régimen permanente no se carga ni se descarga, de modo que su longitud solo está limitada por las pérdidas resistivas. Y un enlace en continua es, por construcción, un desacople: las dos redes que une no necesitan estar sincronizadas, y el flujo de energía se decide desde una sala de control en lugar

de repartirse por la red según los caprichos de Kirchhoff. En un sistema donde la congestión es cada vez más habitual, poder ordenar por dónde va la energía no es una cuestión menor.

1.2. Gotland, 1954: medio siglo de solución de último recurso

El primer enlace HVDC comercial del mundo entró en servicio en 1954 entre la Suecia continental y la isla de Gotland: 20 MW, 100 kV y 98 km de cable submarino. El caso de uso era exactamente aquel en el que la alterna no servía.

Durante las décadas siguientes el HVDC creció en ese papel de excepción: enlaces submarinos (*Cross-Channel* entre Francia e Inglaterra, Skagerrak, las conexiones de Italia con sus islas), uniones entre redes que funcionan a distinta frecuencia y algunas líneas aéreas muy largas (Pacific Intertie en Estados Unidos o Cahora Bassa en el sur de África). La primitiva electrónica de potencia acompañó ese crecimiento, de las válvulas de vapor de mercurio se pasó en los años setenta a los tiristores, y con ellos nació la tecnología que ha dominado el HVDC durante cuarenta años, el convertidor conmutado por línea o LCC (*Line Commutated Converter*).

Conviene quedarse con una sola idea sobre el LCC, porque explica su techo. El tiristor es un interruptor electrónico que se puede encender a voluntad, pero no apagar: deja de conducir cuando la corriente que lo atraviesa pasa por cero, y quien provoca ese paso por cero es, por suerte o por desgracia, la propia red de alterna a la que está conectado. Un convertidor LCC, por tanto, necesita apoyarse en una red robusta en los dos extremos; no puede arrancar un sistema apagado, ya que necesita que alguien le marque la tensión de referencia, y consume una cantidad considerable de potencia reactiva, lo que obliga a rodearlo de filtros y condensadores que ocupan grandes superficies.

Para unir dos sistemas con suficiente generación síncrona en ambos extremos (como el balear con el peninsular, o dos regiones chinas) esas limitaciones son perfectamente asumibles, y de hecho el LCC sigue siendo insuperable en potencia bruta, los corredores chinos alcanzan los ± 1.100 kV y

12 GW por enlace. Pero para conectar un parque eólico en medio del mar, donde no hay red de alterna a la que aferrarse, el LCC sencillamente no sirve. Ese fue durante décadas el límite de la tecnología, y la razón de que siguiera siendo un nicho.

1.3. El cambio: convertidores que fabrican su propia onda

La transformación llegó desde la electrónica de potencia. A finales de los noventa aparecieron los convertidores de fuente de tensión o VSC (*Voltage Source Converter*), contruidos con transistores IGBT en lugar de tiristores. La diferencia es conceptual y se resume en una frase: el IGBT sí se puede apagar a voluntad.

Con un interruptor que se enciende y se apaga miles de veces por segundo, el convertidor deja de depender de la red y pasa a marcarse su propia onda de tensión. De ahí se derivan todas las consecuencias que importan: puede trabajar contra una red débil o directamente sin red, sirve para arrancar un sistema apagado, controla por separado la energía que transporta y la potencia reactiva que aporta a la red (regulando así la tensión), permite usar cables de plástico extruido, más baratos ligeros, y ocupa aproximadamente la mitad de terreno que una estación LCC.

Los primeros VSC pagaban ese control con más pérdidas y menos potencia. La solución fue el convertidor modular multinivel o MMC, estrenado comercialmente en 2010. En lugar de conmutar unos pocos interruptores muy rápido, se apilan cientos de módulos pequeños que se van sumando escalonadamente hasta construir una onda casi perfecta, como una escalera con peldaños tan finos que parece una rampa. Las pérdidas cayeron hasta niveles próximos a los del LCC (en torno al 1% por estación) y la potencia por enlace pasó de unas decenas de megavatios a los 2 GW que son hoy el estándar europeo.

Con el MMC, el HVDC dejó de ser una tecnología de excepción para convertirse, poco a poco, en una opción que la red puede utilizar no solo donde la alterna falla, sino donde la continua sea sencillamente mejor. Al fin y al cabo, parece

que Edison perdió una gran batalla, pero todavía no ha perdido la guerra.

1.4. El pasado español: alterna donde basta, continua donde no

La primera interconexión submarina española fue, pese a todo lo anterior, en alterna. En 1997 entró en servicio el enlace con Marruecos bajo el Estrecho, entre Tarifa y Fardioua, reforzado en 2006 con un segundo circuito. En total, dos enlaces de 400 kV en alterna, de 700 MW cada uno y menos de 30 km de cable submarino. La elección no fue una cuestión de época, sino de física y de objetivos. Con esa longitud, el efecto capacitivo del cable se resuelve con reactancias de compensación en los extremos, y prescindir de las estaciones conversoras hacía la alterna mucho más barata. Pero, sobre todo, lo que se buscaba era precisamente el sincronismo. Con aquel cable, Marruecos, y a través de él Argelia y Túnez, pasaron a latir al mismo ritmo que la red europea, compartiendo su inercia y sus reservas, una ventaja que un enlace en continua no habría ofrecido [4].

La continua solo llegó a España cuando la alterna dejó de ser una opción, con dos proyectos de referencia.

El primero es el enlace Península-Baleares, conocido como proyecto Rómulo, en servicio desde 2012, consta de dos polos de 200 MW a ± 250 kV entre Sagunto y Santa Ponsa, con 237 km de cable submarino que descienden hasta casi 1.500 metros de profundidad, en su momento el segundo más profundo del mundo [5]. Es tecnología LCC, coherente con la época y las necesidades de la interconexión. Rómulo abarató la generación en Baleares, permitió cerrar parte de la generación térmica insular y sigue siendo la infraestructura que sostiene el sistema balear.

El segundo es INELFE, la interconexión con Francia entre Santa Llogaia (Girona) y Baixas (Perpiñán), en servicio desde 2015. El proyecto consta de dos enlaces de 1.000 MW a ± 320 kV, 64,5 km íntegramente soterrados, con 8,5 km en túnel bajo los Pirineos. Cuando se puso en marcha era la mayor instalación VSC del mundo [6]. INELFE duplicó la capacidad de intercambio con Francia, de 1.400 a 2.800 MW, y es una

buena muestra de por qué el HVDC no es solo una cuestión técnica, el tendido aéreo por los Pirineos orientales llevaba más de veinte años bloqueado por la oposición social y política, y el soterramiento que desbloqueó el proyecto solo fue viable gracias a la continua, pequeña victoria para Edison.

2. Presente: el HVDC como infraestructura estándar

2.1. El estándar europeo de 2 GW

Lo que ha ocurrido en Europa en los últimos cinco años es un cambio de escala y, sobre todo, de enfoque. El HVDC ha dejado de ser un mero suplente situacional, diseñado a medida, para convertirse en un producto estandarizado que los operadores de red compran en serie.

El caso más claro es el programa 2GW de TenneT, el operador holandés y del norte de Alemania. En lugar de licitar cada conexión de eólica marina como un proyecto único, TenneT definió un estándar técnico (2 GW a ± 525 kV con cable extruido) y lo aplicó a más de una docena de sistemas de conexión en el mar del Norte, con entrada en servicio escalonada hasta principios de la década de 2030. La compra se articuló mediante acuerdos marco plurianuales que en un solo paquete comprometieron unos 7.000 km de cable [7]. La lógica es industrial más que técnica en este caso, dar visibilidad de demanda a una cadena de suministro muy concentrada para que invierta en capacidad, y bajar costes y plazos por repetición.

Alemania es también el escenario de los grandes corredores terrestres. SuedLink, SuedOstLink, A-Nord y Ultranet deben llevar la eólica del norte a la industria del sur, y su historia enseña algo delicado acerca de los plazos. Concebidos en 2012 para estar operativos en 2022, la decisión política de 2015 de soterrar tres de ellos para vencer la oposición local obligó a rehacer la planificación y ha llevado la puesta en servicio a 2026 para Ultranet, el único aéreo, 2027 para A-Nord y finales de 2028 para SuedLink y SuedOstLink, con un coste que se ha multiplicado.

En interconexiones, los enlaces submarinos de gran longitud

se han vuelto rutina en Europa: North Sea Link (1,4 GW, 720 km) entre Noruega y Reino Unido en 2021, Viking Link (1,4 GW, 765 km) entre Dinamarca y Reino Unido en 2023, y la tendencia se ha extendido ya al Báltico, al Mediterráneo y al Atlántico. La distancia ha dejado de ser un argumento en contra.

2.2. España hoy: el Golfo de Vizcaya

El proyecto español de la década es la interconexión submarina del Golfo de Vizcaya, promovida por INELFE, la sociedad al 50% entre Red Eléctrica y RTE. Son dos enlaces de 1.000 MW cada uno y unos 400 km de trazado, de los cuales 276 son submarinos, entre las estaciones conversoras de Gatika (Bizkaia) y Cubnezais (Girona), con un presupuesto próximo a los 3.000 millones de euros, 578 millones de subvención europea y financiación del Banco Europeo de Inversiones. Los cables los suministran e instalan NKT y Prysmian, y las estaciones conversoras, Hitachi Energy y Vinci. El tendido submarino desde la costa vasca comenzó en agosto de 2026, cuando la ejecución global superaba el 60%, con puesta en servicio prevista en 2028 [8].

Cuando entre en servicio, la capacidad de intercambio con Francia pasará de 2.800 a 5.000 MW. Es un salto importante y, a la vez, insuficiente, seguirá dejando a España por debajo del 5% de interconexión, un tercio del objetivo europeo. Y la experiencia del propio proyecto es una lección, entre los primeros estudios y la puesta en servicio habrán pasado más de quince años, con un trazado que hubo que rediseñar para sortear el cañón submarino de Capbreton y tres vertidos de bentonita entre 2025 y 2026, que obligaron a paralizar el tramo terrestre.

2.3. El cuello de botella que nadie parece ver: la cadena de suministro

La aceleración europea tiene un límite que no está en la tecnología ni en la financiación, sino en las fábricas. El HVDC descansa sobre una cadena de suministro extraordinariamente concentrada.

En estaciones conversoras, los fabricantes con referencias

comerciales a escala de gigavatio en Europa se cuentan con los dedos de una mano: Hitachi Energy, Siemens Energy y GE Vernova; con los fabricantes chinos ganando terreno fuera de Europa a precios muy inferiores, pero con dudas sobre ciberseguridad y cumplimiento normativo. Las válvulas de IGBT y los transformadores de convertidor acumulan largos plazos de entrega. En cable, el mercado de sistemas extruidos de 525 kV lo dominan Prysmian, Nexans y NKT, con Sumitomo y LS Cable como alternativas, y el cuello de botella se ha desplazado desde el cable en sí a los accesorios, al compuesto aislante de alta pureza y a los buques cableros capaces de trabajar en aguas profundas, que son muy pocos. Según la AIE, hoy se tarda de dos a tres años en conseguir cable y hasta cuatro en asegurar un gran transformador [9].

La consecuencia práctica es que la capacidad de fabricación de los próximos años ya está comprometida. Los acuerdos marco de TenneT, los corredores alemanes, la eólica marina del mar del Norte y del Báltico y las interconexiones británicas han ocupado la capacidad de producción hasta el final de la década. Los fabricantes están invirtiendo (Prysmian ha invertido más de 200 millones de euros en su fábrica finlandesa para más que duplicar su producción de cable de 525 kV, y Nexans y NKT construyen nuevas fábricas y buques), pero una línea de cable HVDC tarda varios años en construirse y cualificarse.

Para un país que llega tarde, la variable decisiva es el calendario, la capacidad se reparte por orden de llegada, y quienes firmaron antes sus acuerdos marco tienen ya reservada la producción de los próximos años. Un proyecto español que se decidiera hoy no competiría por tecnología, sino por un hueco en una producción ya comprometida.

2.4. El 28 de abril y la corriente continua

Conviene tratar con precisión la relación entre el apagón de 2025 y el HVDC, porque se han dicho cosas imprecisas en ambas direcciones.

Lo que el informe de ENTSO-E identifica como fenómeno central es la falta de efectividad en el control de la tensión:

una escalada de sobretensión en pocos segundos que los recursos disponibles no lograron contener, en un contexto de poca generación síncrona acoplada y con una respuesta descoordinada de la generación conectada mediante electrónica de potencia [1]. No es solo un problema de «demasiadas renovables» ni, en sentido estricto, un problema de interconexión, el enlace con Francia se comportó correctamente, desacoplando ambos sistemas cuando el ibérico perdió el sincronismo, y fue después una de las vías de reposición junto con Marruecos.

Lo que sí deja el 28 de abril es una conclusión que conecta directamente con esta tecnología. Un sistema con muy alta penetración de generación conectada por convertidores necesita recursos que controlen la tensión de forma rápida y coordinada, y la modificación de la planificación vigente aprobada en julio de 2025 responde en parte con compensadores síncronos, por primera vez en la Península [10]. Pero, como se ha visto, un convertidor VSC es también una fuente de potencia reactiva controlable en milisegundos y de gran tamaño. Cada gigavatio de HVDC que se instala en España es, además de capacidad de intercambio, un pequeño recurso de estabilidad. No es un argumento para construir enlaces por sí solo, pero cambia la ecuación coste-beneficio de cada uno de ellos.

3. Futuro: de enlaces punto a punto a redes en continua

3.1. Multiterminal: dejar de conectar de dos en dos

Todo el HVDC construido hasta hoy, con contadas excepciones, es punto a punto, una estación conversora en cada extremo y nada en medio. Es una arquitectura sencilla y robusta, pero cara cuando los enlaces se multiplican, porque las estaciones suponen aproximadamente la mitad del coste de un proyecto.

El paso siguiente es el HVDC multiterminal, varios puntos conectados a un mismo circuito en continua y, más adelante, redes malladas superpuestas a la red de alterna, lo que

en Europa se ha llamado *supergrid*. TenneT ya diseña sus plataformas del mar del Norte contando con ello, y el nodo NordHub en Schleswig-Holstein integrará varias conexiones en un mismo punto. Las islas energéticas danesas y belgas y las interconexiones híbridas, que combinan la evacuación de eólica marina con el intercambio entre países, son los precursores de esa arquitectura.

El obstáculo es un componente que en alterna damos por descontado: el interruptor. En una red de alterna, la corriente pasa por cero cien veces por segundo y al interruptor le basta con aprovechar uno de esos instantes para apagar el arco. En continua no hay paso por cero, de modo que la corriente de una falta debe cortarse de forma activa en pocos milisegundos y contra tensiones de cientos de kilovoltios, antes de que el problema se propague a toda la red en continua. Los interruptores híbridos han pasado de prototipo a producto comercial en los últimos años, pero muy pocos fabricantes tienen referencias probadas a gran escala, y la ausencia de un diseño dominante y de estándares comunes de protección sigue frenando el despliegue de las primeras redes malladas en continua. A ello se suma la interoperabilidad, lograr que convertidores de distintos fabricantes, con controles propietarios, convivan en la misma red de continua es hoy uno de los grandes campos de trabajo de CIGRE (*Conseil International des Grands Réseaux Électriques*, o Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas) y de los proyectos europeos de I+D.

3.2. Convertidores que sostienen la red

La segunda frontera no es de equipos, sino de control. Los convertidores convencionales son *grid-following*, miden la tensión y la frecuencia y se acompañan a ellas para inyectar energía. Necesitan que alguien más marque el ritmo, papel que han desempeñado siempre las máquinas síncronas de las centrales convencionales. A medida que esa generación se retira, quedan cada vez menos directores de orquesta.

El control *grid-forming* invierte los papeles, el convertidor impone su propia referencia de tensión y frecuencia y responde de forma instantánea a los desequilibrios, sin esperar a medirlos, emulando el comportamiento de un generador

síncrono. Los convertidores HVDC son candidatos naturales a ese papel porque tienen detrás un enlace de gran potencia; de hecho, en las conexiones de eólica marina ya lo hacen por necesidad, pues en medio del mar no hay ninguna red a la que seguir. Los códigos de red europeos están incorporando estos requisitos, y para un sistema cuyo incidente de 2025 fue precisamente de control dinámico de tensión, la cuestión es de primer orden.

3.3. Más tensión, menos coste

El tercer vector es continuista, seguir subiendo tensión y potencia por enlace. Los 525 kV se han consolidado como estándar en apenas cinco años y los fabricantes trabajan ya en 640 kV y en sistemas por encima de 3 GW. En paralelo la industria explora la conversión de corredores de alterna existentes a continua, que puede duplicar o triplicar la capacidad de un pasillo ya construido sin abrir trazados nuevos: una vía especialmente atractiva allí donde levantar líneas es política y socialmente casi imposible.

4. Qué significa para España

4.1. Tres razones por las que aquí importa más

La geografía. España es una península unida al continente por una cordillera en la que, desde hace décadas, no se ha logrado construir ni una sola línea aérea nueva. Las dos únicas interconexiones con Francia construidas o en construcción en este siglo, INELFE y el Golfo de Vizcaya, son HVDC soterrado y submarino, y lo son porque era la única forma de sortear la oposición al tendido aéreo. Las dos siguientes previstas, Navarra–Landas y Aragón–Marsillon, inicialmente planeadas para 2030, se han retrasado a 2036 y 2041 respectivamente [3]. Al margen de lo que ocurra con ellas, cualquier ruta que evite los Pirineos (enlaces submarinos en estudio con Italia, o la idea aún preliminar de una conexión con Irlanda) pasa necesariamente por el HVDC.

El mix. España tiene uno de los parques renovables más

grandes de Europa en proporción a su demanda, el PNIEC prevé prácticamente duplicar la potencia eólica y fotovoltaica, hasta 62 y 76 GW en 2030 [11]. Sin capacidad de exportación, ese excedente se traduce en vertidos, precios cero y, a medio plazo, en un freno a la inversión. La interconexión no es un refinamiento del mercado interior, es la condición para que las renovables españolas tengan valor en las horas en que el sistema ya no puede absorberlas. Y la eólica marina, cuyas mejores zonas están en Galicia y Canarias, es flotante y a distancias crecientes de la costa; a partir de cierta distancia, evacuar en continua deja de ser una opción para ser la única.

La estabilidad. El sistema ibérico es, tras el 28 de abril, el caso de estudio europeo de cómo opera una red con poca inercia síncrona y una interconexión débil. Más HVDC con capacidad formadora de red no es la única respuesta, ni siquiera la primera, pero es de las pocas que atiende dos problemas a la vez: la salida del excedente y el soporte dinámico de la tensión.

4.2. Tres razones por las que estamos mal posicionados

La planificación. La planificación a 2030, que partió de una propuesta de 13.590 millones de euros, supera ya los 17.000 millones tras la fase de alegaciones, y prioriza la conexión de nueva demanda, sobre todo industria y centros de datos [12]. Es una planificación de red de alterna y de refuerzos; el

HVDC aparece en ella a través de los proyectos ya conocidos, no como una arquitectura. No existe hoy en España un equivalente al programa 2GW, ni una visión publicada de un eje de continua peninsular o de una red marina compartida.

La cadena de suministro. Ya descrita, para un proyecto que se decidiera hoy, el acceso a convertidores y cable se solapa con una producción comprometida hasta el final de la década. Las lecciones del programa de TenneT son transferibles, comprar capacidad de fabricación, no proyectos aislados; hacerlo mediante acuerdos marco plurianuales y estandarizar la especificación para que cada enlace no sea un diseño único. Para eso hace falta, antes, una cartera de proyectos con la que negociar. España tiene además capacidades industriales aprovechables, desde la ingeniería de subestaciones y la fabricación de transformadores hasta la construcción naval, que solo se activarán si existe una demanda previsible.

La tramitación. La secuencia del Golfo de Vizcaya (quince años entre concepción y servicio, un trazado rediseñado, tres paralizaciones de obra en su fase final) no es una anomalía, es el patrón común de los grandes proyectos HVDC europeos, como muestra SuedLink. La tecnología permite soterrar y sumergir, y con ello elimina el principal foco de oposición al tendido aéreo, pero no elimina el conflicto, más bien lo traslada a los puntos de llegada a tierra, a los fondos marinos, a los vertidos de obra. Planificar HVDC exige asumir horizontes de diez a quince años y, por tanto, arrancar hoy los proyectos que se necesitarán en 2040.

Conclusión

El HVDC ha recorrido en setenta años el camino que va de la excepción a la norma. Nació para resolver el problema concreto de una isla sueca, pasó más de medio siglo como solución de último recurso para cables submarinos y redes asíncronas y, en los últimos diez años, gracias a los convertidores modulares y al cable extruido de 525 kV, se ha convertido en la tecnología en torno a la cual Europa planifica su red de transporte del siglo XXI: corredores de gigavatios, conexiones de eólica marina, interconexiones de cientos de kilómetros y, en el horizonte, redes malladas en continua.

Pocos países europeos reúnen como España las condiciones que hacen imprescindible el HVDC: una frontera montañosa que bloquea la alterna, un mar que es la única ruta alternativa, un excedente renovable que necesita salida y un sistema que ha aprendido, del modo más duro, que la estabilidad ya no puede confiarse solo a los grandes generadores síncronos. Y reúne también los factores que lo hacen difícil: una planificación centrada en la alterna, una cadena de suministro global comprometida hasta 2030 y unos plazos de tramitación que duplican los de construcción.

Con Francia, INELFE solo fue posible tras dos décadas de bloqueo del tendido aéreo, y el Golfo de Vizcaya habrá necesitado quince años para entrar en servicio. Las interconexiones que necesitará el sistema de 2040 se están decidiendo ahora. El HVDC no es el futuro de la red española, es un presente que se dirime en los ministerios, en las fábricas y en los planes de desarrollo de la red, y en el que España tiene poco margen para llegar tarde.

Referencias

[1] ENTSO-E, *Final Report on the Grid Incident in Spain and Portugal on 28 April 2025*, 20 de marzo de 2026. <https://www.entsoe.eu/publications/blackout/28-april-2025-iberian-blackout/>

[2] Red Eléctrica, «Interconexiones». <https://www.ree.es/es/transicion-ecologica/interconexiones>

[3] Parlamento Europeo, pregunta escrita E-002389/2025, «*State of play of Spain-France electricity interconnection projects*», 13 de junio de 2025. https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/E-10-2025-002389_EN.html

[4] Real Instituto Elcano, «25 años de cooperación energética entre España y Marruecos». <https://www.realinstitutoelcano.org/blog/25-anos-de-cooperacion-energetica-entre-espana-y-marruecos/>

[5] Red Eléctrica, «Interconexión eléctrica Península-Baleares. Proyecto Rómulo». <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/especiales/interconexion-electrica-peninsula-baleares> y <https://www.ree.es/sites/default/files/romulo.pdf>

[6] Inelfe, «Interconexión eléctrica entre Baixas y Santa Llogaia», <https://www.inelfe.eu/es/proyectos/baixas-santa-llogaia>; y T&D World, «*Siemens Puts Converter Stations of HVDC Link Between France and Spain into Operation*», 2015, <https://www.tdworld.com/overhead-transmission/article/20965320/siemens-puts-converter-stations-of-hvdc-link-between-france-and-spain-into-operation>

[7] TenneT, «*TenneT accelerates grid expansion and energy transition*», 5 de mayo de 2023. <https://www.tennet.eu/en/news/tennet-accelerates-grid-expansion-and-energy-transition>

[8] Inelfe, «Interconexión eléctrica por el Golfo de Bizkaia», <https://www.inelfe.eu/es/proyectos/golfo-de-bizkaia>; y Red Eléctrica, nota de prensa de agosto de 2026 sobre el inicio del tendido submarino, <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2026/08/red-electrica-inicia-tendido-del-cable-submarino-interconexion-con-francia-golfo-de-bizkaia>

[9] Agencia Internacional de la Energía, *Building the Future Transmission Grid: Strategies to Navigate Supply Chain Challenges*, 25 de febrero de 2025. <https://www.iea.org/reports/building-the-future-transmission-grid>

[10] MITECO, «El Gobierno aumenta la resiliencia de la red de transporte de energía eléctrica», julio de 2025. <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/2025/julio/el-gobierno-aumenta-la-resiliencia-de-la-red-de-transporte-de-en.html>

[11] MITECO, Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030, fichas resumen, 24 de septiembre de 2024. https://miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/prensa/240924_Factsheets%20PNIEC.pdf

[12] La Moncloa, «Sara Aagesen anuncia una inversión superior a 17.000 millones en la Planificación eléctrica a 2030», 16 de septiembre de 2026. <https://www.lamoncloa.gob.es/serviciosdeprensa/notasprensa/transicion-ecologica/Paginas/2026/160926-inversion-planificacion-electrica.aspx>

La coordinación y publicación de los “Cuadernos de Energía” se ha llevado a cabo, en colaboración, por tres entidades independientes:

Las anteriores entidades y sus colaboradores asumen responsabilidad alguna sobre las posibles consecuencias que se deriven para las personas naturales o jurídicas que actúen o dejen de actuar de determinada forma como resultado de la información contenida en esta publicación, siendo recomendable la obtención de ayuda profesional específica sobre sus contenidos antes de realizar u omitir cualquier actuación.

El Consejo Editorial de los “Cuadernos de Energía”, respetuoso con la libertad intelectual de sus colaboradores, reproduce los originales que se le entregan, pero no se identifica con las ideas y opiniones que en ellos se exponen y, consecuentemente, no asume responsabilidad alguna en este sentido.

Los “Cuadernos de Energía” han sido publicados para su distribución gratuita, no pudiendo ser objeto de comercialización o reventa y no constituyendo asesoramiento profesional de ninguna índole.

Quedan reservados todos los derechos. No está permitida la explotación de los “Cuadernos de Energía” sin la preceptiva autorización de sus titulares; en particular no está permitida la reproducción, distribución, comunicación pública o transformación, en todo o en parte, en cualquier tipo de soporte o empleando cualquier medio o modalidad de comunicación o explotación, sin el permiso previo y por escrito de sus titulares.

Publicación trimestral: Número 84, Año XX, Madrid, Septiembre 2026

Producción gráfica: COMFOT

Depósito legal: M-32052-2004

ISSN: 1698-3009



84
Septiembre
2026

GARRIGUES



**Club Español
de la Energía**

Deloitte.

Hermosilla, 3
28001 Madrid
Tel. 91 514 5200
Fax. 91 399 2408
www.garrigues.com

Paseo de la Castellana, 257, 1ª Planta
28046 Madrid
Tel. 91 323 7221
Fax. 91 323 0389
www.enerclub.es

Plaza Pablo Ruiz Picasso, 1
Torre Picasso. 28020 Madrid
Tel. 91 514 5000
Fax. 91 514 5180
www.deloitte.es