

84
Septiembre
2026

CUA DER NOS *DE ENERGÍA*

GARRIGUES

40  de la Energía

Deloitte.

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>



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