



No hay Pacto Verde sin un Pacto por la Red

en la Península Ibérica

INFORME - Junio de 2025

Autores:

Alberto Mendez, **Plexigrid**

Bianca Dragomir, **Cleantech for Iberia**

Colaboradores

Alberto Toril, **Cleantech for Iberia**

Ana Campos, **Cleantech for Iberia**,

Luís Rebelo, **Cleantech for Iberia**

Lovisa Urheim, **Plexigrid**

Victor Pérez Carmona, **Plexigrid**

Pablo Arbolea, **Plexigrid**

Joaquín Coronado, **Build to Zero**

Jan Keenan, **Rondo**

Manuel Cano, **Rondo**

Michael Geyer, **Malta Inc**

Isabel Rayo, **Net Zero Ventures**

Pello Arrese, **Kira Ventures**

Tiago Oliveira, **Nova University**

Miguel Ángel Sánchez Fornié, **Universidad Pontificia Comillas**

Geoffroy Gerard, **IE University**

Juan Diego Bernal, **A&G Energy Transition Tech Fund**

Karla Ceño, **BBVA**

Martina Luz Morena, **ENTRA**

Alicia Carrasco, **Olivo Energy**

João Galamba, **Enline**



Executive Summary

La Península Ibérica se encuentra en un momento crucial de la transición energética. Históricamente considerada pobre en energía, se está convirtiendo en uno de los mayores exportadores netos de electricidad de Europa, impulsada por abundantes energías renovables y ofreciendo algunos de los precios mayoristas de la electricidad más bajos del continente. Pero sin una rápida transformación de su red de distribución eléctrica, Iberia corre el riesgo de no alcanzar su potencial y debilitar las ambiciones del “Green Deal”.

Este documento argumenta que **un “Grid Deal” es ahora esencial para completar la transición energética. Pide un cambio más rápido de redes pasivas, sobreconstruidas y que requieren mucho capital a redes dinámicas, flexibles y operadas digitalmente en España y Portugal.** Un cambio que, en última instancia, reduciría los cuellos de botella en las inversiones, mejoraría la utilización, reduciría los costes de consumo y permitiría la electrificación en todos los sectores.

Es mucho lo que está en juego para ambos países. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) propuso recientemente una rentabilidad financiera del 6,4% para las inversiones en distribución para el periodo 2026-2031. Se trata de una mejora respecto al 5,58% actual, pero sigue estando muy por debajo del 7,5% solicitado por las empresas. La diferencia es significativa. Cada punto percentual representa 350 millones de euros al año, dada una base de activos regulados de aproximadamente 35.000 millones de euros.

Con la creciente demanda de electricidad por parte del transporte, la industria y los centros de datos, el clima de inversión sigue siendo incierto. En España, la utilización media de la capacidad industrial sigue siendo de sólo 3.774 horas al año, mientras que las solicitudes de conexión a la red ya superan el doble de los 30 GW contratados actualmente. El problema no es la demanda, sino la disponibilidad de capacidad firme en la red. En Portugal, la lista de espera para la conexión a la red sigue creciendo, con más de 10 GW de proyectos renovables a la espera de conexión — una señal clara de que la infraestructura de la red no está logrando seguir el ritmo de la transición hacia la energía limpia.

El presente documento propone una **solución que beneficia a todas las partes:**

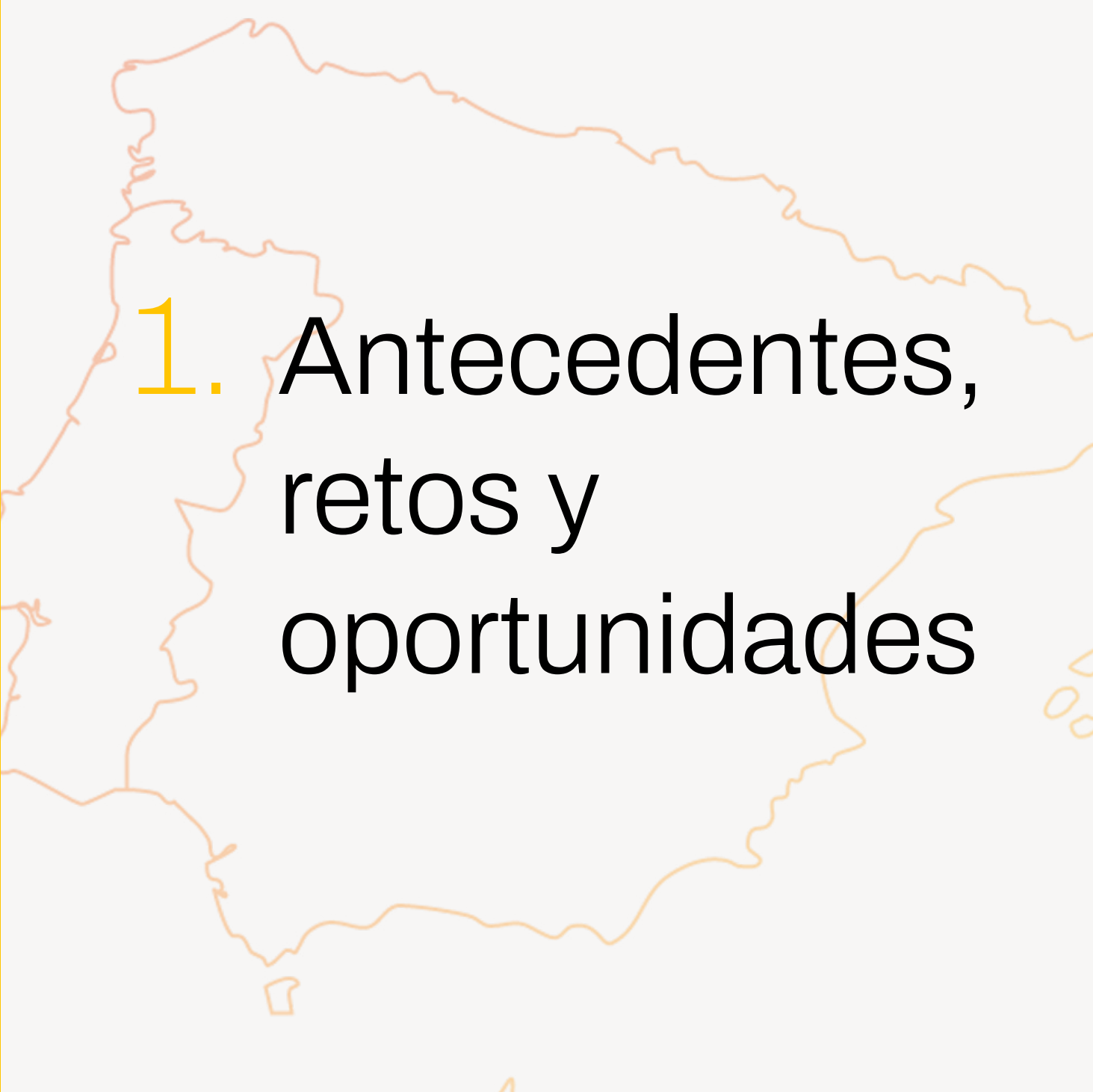
- **Introducir tarifas de red flexible** que recompensen a los gestores de redes de distribución cuando aumenten la utilización de la capacidad por encima de los umbrales actuales.

- **Permitir conexiones flexibles** a la red para integrar la nueva demanda sin necesidad de ampliar inmediatamente las infraestructuras.
- **Reformar la remuneración de los gestores de redes de distribución** para que la gestión digital y la eficiencia operativa se valoren tanto como la inversión de capital.
- **Alinear los marcos regulatorios** con la estrategia energética española (Orden TED/1193/2024) e con el Plan Nacional de Energía y Clima de Portugal, que exige señales de inversión más fuertes para cumplir los objetivos de electrificación, integración de renovables y acoplamiento sectorial.

El desbloqueo de los 105 teravatios-hora adicionales de demanda de electricidad previstos para 2030 por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), frente a los 248 teravatios-hora de 2024, y cumplir con los objetivos de Portugal para 2030 de 88 TWh de consumo final de electricidad y 48 GW de nueva capacidad renovable instalada, según el Plan Nacional de Energía y Clima (PNEC), no se producirá si no se toman medidas. Al mismo tiempo, esta nueva demanda podría generar importantes ingresos tarifarios, lo que permitiría financiar mayores beneficios para los gestores de redes de distribución sin aumentar los costes para los consumidores.

Con la combinación adecuada de **claridad regulatoria, herramientas digitales e incentivos específicos**, la Península Ibérica puede mostrar a Europa cómo ofrecer un **sistema eléctrico preparado para el futuro y en plena transición, que sea limpio, competitivo y resistente**.

No hay “Green Deal” sin “Grid Deal”. Iberia tiene la oportunidad de liderar ambos.



1. Antecedentes, retos y oportunidades

La red eléctrica ha sido una de las mayores innovaciones de la humanidad, probablemente la máquina más grande y compleja jamás construida. Como nos recordó el reciente apagón en la península Ibérica, la red eléctrica es una infraestructura crítica de la que las sociedades modernas no pueden prescindir.

Sin embargo, esta red fue diseñada para un sistema energético muy diferente: basado en unas pocas plantas de generación centralizadas, con flujos de energía altamente predecibles — de la planta a la ciudad, y de ahí al hogar. Hoy, en plena transición energética — cientos de millones de recursos energéticos distribuidos (vehículos eléctricos, bombas de calor, paneles solares, baterías), creciente electrificación y fenómenos meteorológicos más volátiles —, ese diseño original se está quedando obsoleto.

A esto se suman los planes para electrificar masivamente la industria, el transporte, la climatización, la demanda imparable de los centros de datos de IA, especialmente en Aragón y Sines, y las crecientes amenazas físicas y digitales contra la infraestructura eléctrica (como sabotajes a interconexiones, subestaciones o ciberataques a los sistemas de control de la red). La necesidad de reinversión es evidente.

Más de un siglo después de su creación, la “madre red” debe evolucionar. Hoy en día, en toda Europa, la red eléctrica se ha convertido en la principal causa de retrasos y cancelaciones de proyectos renovables y de electrificación. Los costes de la red figuran entre los factores que más presionan al alza las facturas eléctricas y afectan directamente a la competitividad industrial.

Como afirmó Volodymyr Kudrytskyi, CEO de Ukrenergo, en 2024:

“La lección número uno que hemos aprendido de esta guerra es que es más barato atacar la red eléctrica que destruir una flota, tanques o soldados.”

En un mundo donde la competencia tecnológica, económica y geopolítica se intensifica, dominar la transformación de la red se ha convertido en un imperativo estratégico.

Pero como dijo Albert Einstein:

“En medio de cada dificultad yace una oportunidad.”

En este contexto de incertidumbre, Iberia tiene una oportunidad excepcional para liderar. Tradicionalmente vista como una región “pobre en energía” por la falta de combustibles fósiles, hoy emerge como un polo industrial y de tecnologías limpias. Con una de las mayores cuotas de generación renovable de Europa, un papel creciente como exportadora neta de electricidad y algunos de los precios mayoristas más bajos del continente, la Península Ibérica está en condiciones de convertirse en un pilar de la transición energética europea.

Si logra combinar estas ventajas renovables con tecnologías de red flexible (flex-grid) que garanticen estabilidad, resiliencia y eficiencia, Iberia podría ofrecer el sistema eléctrico más limpio, competitivo y resiliente de Europa. Esto sentaría las bases para un renacimiento industrial y mostraría al mundo cómo es una transición 100 % completa.

Pero lo contrario también es cierto: no modernizar la red daría argumentos a quienes cuestionan la viabilidad de las renovables. De hecho, el reciente apagón ya ha envalentonado a fuerzas contrarias a la transición, que difunden desinformación. Aunque las causas del evento están siendo analizadas en los informes presentados por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y por Redeia (17 y 18 de junio), se subrayan dos realidades: un sistema eléctrico en transición es inherentemente más complejo que uno tradicional, y su resiliencia depende de que las capacidades tecnológicas evolucionen al mismo ritmo que la complejidad del sistema.

La transformación de la red ya no es un capítulo secundario del Pacto Verde Europeo: es su historia.



2. La transición de la red

Para culminar la transición energética, Europa debe gestionar con éxito la transición de la red: pasar de una arquitectura de «Red 1.0», basada en suministro fósil, centralizado y despachable, diseñado para atender una demanda inelástica, hacia una «Red 2.0», alimentada por energías renovables, con suministro distribuido e intermitente, complementado por almacenamiento y demanda flexible e inteligente.

Parámetro de diseño	Red 1.0	Red 2.0
Fuente principal de energía	Combustibles fósiles	Renovables
Estructura	Centralizada	Distribuida
Suministro	Despachable	Intermitente
Demanda	Inelástica	Flexible
Sistema de transmisión	Dinámico	Dinámico
Sistema de distribuição	Mayormente pasivo	Dinámico
Almacenamiento	Limitado o inexistente	Ubicuo
Número de plantas generadoras	Miles	Cientos de millones
Complejidad	Alta	Ultra-alta
Motor de orquestación	SCADA	IA industrial
Filosofía estratégica	Tipo "ajedrez"	Tipo "go"
Gestión de capacidad	Dimensionar para la demanda máxima no gestionada	Adaptar recursos flexibles a la capacidad disponible
Utilización de la capacidad	Baja	Alta

Adaptar recursos flexibles a la capacidad disponible | Utilización de la capacidad | Baja | Alta | Se trata de la transición regulatoria y del sistema de control más significativa en más de un siglo, comparable al salto de la telefonía analógica al GSM, 3G, 4G y 5G.

Los beneficios son profundos. Más allá de mejorar la fiabilidad y reducir el vertido de renovables, desbloquea nuevos modelos de negocio y acelera la innovación en servicios de red, comercialización de energía e integración de sistemas.

Para la península Ibérica es también un acelerador estratégico: una vía para pasar de una producción renovable abundante a un consumo renovable eficiente, construyendo la infraestructura de una economía limpia y competitiva, y recuperando la independencia energética.



3. El Grid Deal: el Eslabón Perdido del Green Deal

La red eléctrica es la cadena de transmisión del Pacto Verde. Sin una red de distribución funcional y eficiente, los objetivos de electrificación, descarbonización y asequibilidad se estancarán.

Aunque la Directiva 944/2019 de la UE introdujo el derecho de todos los europeos a beneficiarse de contratos eléctricos flexibles y estableció el papel de los agregadores y otros nuevos actores de la cadena de valor, gran parte de la infraestructura física y regulatoria aún falta. La reforma del Diseño del Mercado Eléctrico de 2024 ha reforzado esta base. Pero para cumplir plenamente con el Pacto Verde, Europa necesita un “Pacto por la Red”, un esfuerzo coordinado para transformar la red de distribución en una plataforma dinámica, basada en datos y flexible.

En el corazón del Pacto por la Red se encuentra un sistema de distribución flexible.

Los operadores de sistemas de transmisión (TSO) ya gestionan redes relativamente flexibles. Cuentan con visibilidad en tiempo real, automatización, herramientas de despacho y acceso a la flexibilidad en producción, consumo o almacenamiento mediante mercados de servicios auxiliares y capacidades de redispatch. Esto les permite alcanzar niveles de utilización de capacidad del 35 al 40 por ciento.

En cambio, los operadores de sistemas de distribución (DSO) enfrentan una realidad mucho más compleja. Sus redes contienen millones, a veces decenas de millones, de nodos, pero la visibilidad sigue siendo limitada, especialmente en las áreas de baja tensión. Estas son las mismas partes de la red donde se instalan la mayoría de los vehículos eléctricos, paneles solares en tejados, bombas de calor y baterías.

Limitados por estrictos estándares de fiabilidad y sin herramientas de control detalladas, los DSO suelen recurrir a prácticas de “dimensionar y olvidar”: construyen infraestructuras para cubrir eventos pico poco frecuentes y mantienen amplios márgenes de seguridad. Esto garantiza robustez, pero no eficiencia. Según el Observatorio de DSO de la UE y fuentes del sector, la utilización media de la red de baja tensión en Europa sigue siendo inferior al 10 por ciento. Esta ineficiencia se traduce directamente en mayores costes del sistema: el 80 por ciento de los 600.000 millones de euros en inversiones en redes previstas por la UE hasta 2030 se destina a distribución, costes que se trasladan a los consumidores.

En Iberia, la situación es particularmente urgente. En España, la Tasa de Rentabilidad Regulada (WACC) propuesta para los DSO es del 6,4 % para el periodo 2026–2031, frente al 5,58 % actual, pero sigue por debajo del 7,5 % que buscan las empresas. Cada punto porcentual representa 350 millones de euros al año, lo que ejerce presión sobre las decisiones de inversión. Al mismo tiempo, la utilización media de capacidad industrial se sitúa en solo 3.774 horas anuales, mientras que las solicitudes de conexión a red siguen superando la capacidad firme disponible. En Portugal, la cola de conexión a la red sigue creciendo, con más de 10 GW de proyectos renovables esperando conexión, una señal clara de que la infraestructura de red no está logrando seguir el ritmo del despliegue de energía limpia. El borrador del Plan de Desarrollo e Inversión de la Red de Transporte de Electricidad (PDIRT-E 2024), elaborado por la Red Eléctrica Nacional (REN) en su calidad de TSO, prevé una inversión de 1.691,5 millones de euros hasta 2034.

Las tecnologías de red flexible ofrecen un camino a seguir. Al permitir conexiones parciales o condicionadas, precios basados en el uso dinámico de la red e integración de la flexibilidad en las operaciones de los DSO, se puede utilizar la capacidad de red de manera más eficiente, reducir los costes de infraestructura y acortar las colas de proyectos, todo ello sin comprometer la fiabilidad.

Durante la última década, los avances en digitalización, telecomunicaciones y automatización han hecho esto técnicamente viable. Ahora, la regulación debe estar a la altura.

El Pacto por la Red es el eslabón perdido del Pacto Verde, y una red de distribución flexible es su base.



4. Recomendaciones para implementar un “Grid Deal”

1. Participación del consumidor

Todo consumidor ibérico, ya sea industrial o residencial, debería tener derecho a optar por un contrato de energía flexible y un contrato de red flexible, lo que les permitiría reducir tanto el componente energético como el de red de su factura eléctrica. Tal como ha señalado ACER, el papel principal de las tarifas de red eléctrica es enviar señales de precio adecuadas para optimizar el uso de la red y mantener bajos los precios. Los reguladores de España y Portugal, como la CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia) y ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos), deberían acelerar el despliegue de estas tarifas, apoyados por marcos nacionales claros.

Existen varias formas de implementar estos esquemas:

- **Conexiones flexibles a la red:** ofrecen a los consumidores o productores una alternativa cuando no hay capacidad firme disponible en la red. En estos casos, se les puede conceder una conexión flexible en la que su demanda o inyección puede ser limitada cuando las condiciones locales de la red lo requieran.
- **Tarifas de red flexibles:** permiten a los consumidores contratar voluntariamente una combinación de capacidad firme para su demanda inflexible (a precio completo) y capacidad flexible para su demanda flexible, como la carga de vehículos eléctricos, el uso de aire acondicionado o bombas de calor, o procesos industriales flexibles, a una tarifa reducida. A cambio, el DSO o TSO tendría derecho a reprogramar esa carga flexible en momentos de congestión local o riesgo para la estabilidad.
- **Mercados de flexibilidad de red:** proporcionan una capa adicional, especialmente valiosa para consumidores industriales cuyas necesidades de flexibilidad son más complejas y específicas del proceso. Mientras que los hogares pueden no notar cuándo se carga su vehículo eléctrico durante la noche, las instalaciones industriales pueden incurrir en costes al modificar sus operaciones. Los mercados de flexibilidad permiten a estos consumidores ofrecer servicios de respuesta a la demanda a distintos precios y en diferentes momentos, y permiten a los DSOs activar la flexibilidad solo cuando tiene sentido técnico y económico.

Portugal ya está pilotando tanto mercados de red flexible (proyecto FIRMe) como conexiones flexibles (proyecto FlexC), y España avanza con un sandbox hacia la red flexible (S2F), y un primer enfoque regulatorio para conexiones flexibles (Circular 1/2024). Estos mecanismos deben ahora escalar mediante incentivos regulatorios.

2. Contratos de red flexible: registro, activación e informes

Todos los mecanismos de red flexible, ya sea mediante conexiones flexibles, tarifas flexibles o acuerdos basados en el mercado, deberían registrarse y activarse a través de plataformas certificadas de flexibilidad, en cooperación con agregadores o agregadores-comercializadores, de conformidad con la Directiva 944/2019 de la UE. Ya sea que estas transacciones se produzcan a precio de mercado, a precio cero (en el caso de conexiones no firmes), o bajo una tarifa regulada, cada activación constituye una “transacción flexible”.

La frecuencia, duración y volumen de estas transacciones son métricas clave. Informan sobre los niveles de servicio, el cumplimiento y el rendimiento general del sistema. Las plataformas deben garantizar una transparencia equivalente a la disponible a nivel de transmisión.

España y Portugal tienen la oportunidad de ser pioneros en esta integración. La CNMC podría exigir que las plataformas utilizadas para precios dinámicos y participación del lado de la demanda también procesen transacciones de red flexible. Los consumidores industriales en Iberia, especialmente aquellos que buscan electrificar el calor, se beneficiarían de una visibilidad en tiempo real de la disponibilidad de la red y los niveles de compensación.

Los comercializadores y agregadores que ya gestionan cargas flexibles, como vehículos eléctricos y bombas de calor, mediante aplicaciones en otros países de Europa (por ejemplo, Octopus Energy, Tibber) pueden extender estas interfaces para incluir tarifas de red. Si, por ejemplo, España introdujera una tarifa de red flexible con un descuento del 70% en la tarifa de distribución para demanda flexible, los comercializadores podrían enviar mensajes como: “Ahora gestionamos tus dispositivos no solo para ahorrarte en el precio de la energía, sino también para reducir tus costes de red.” Esto ya es una realidad en otros países europeos, tanto a nivel de TSO (Alemania, StromNEV art. 19, o Países Bajos, ATR 85/15), como a nivel de DSO (Alemania, §14a EnWG).

Para que estos mecanismos tengan éxito, las plataformas deben ser capaces de procesar volúmenes de flexibilidad a gran escala. Los reguladores deberían supervisar de cerca el desarrollo y rendimiento de estas plataformas.

3. Precios de los esquemas de red flexible e incentivos para los DSOs

Actualmente, los DSOs en Iberia son remunerados principalmente sobre la base de un valor de activos regulado multiplicado por un WACC, más gastos operativos aprobados. Este modelo incentiva las inversiones intensivas en capital pero penaliza la eficiencia operativa, lo que desincentiva la adopción de la flexibilidad. Esto es especialmente relevante en España, donde la CNMC propuso recientemente un WACC del 6,4%, una mejora respecto al 5,58% anterior, pero aún por debajo del 7,5% solicitado por las empresas. Con 35.000 millones de euros en activos regulados, esta diferencia representa 350 millones de euros anuales por cada punto porcentual.

Dado que los modelos de red flexible se basan más en OPEX (monitoreo digital, automatización) que en CAPEX (infraestructura física), el esquema actual desincentiva su uso. Los modelos TOTEX, que tratan por igual OPEX y CAPEX, ofrecen cierto alivio, pero no son suficientes.

Una solución más eficaz sería permitir que los DSOs obtengan retornos adicionales en función de la utilización real. Por ejemplo, podrían ser recompensados cuando las horas medias de uso de la red superen ciertos umbrales industriales (por ejemplo, 3.774 horas/año). En otras palabras, cuanto más se utilice la red gracias a conexiones flexibles, más cerca estarán los DSOs de alcanzar su WACC objetivo.

Una reforma tarifaria inteligente puede, así, crear un escenario en el que todos ganan: los DSOs mantienen su rentabilidad mientras los consumidores se benefician de menores costes del sistema. Los reguladores energéticos en Iberia deberían revisar si los modelos actuales de compresión de márgenes realmente benefician a los consumidores o si, por el contrario, suprimen la innovación en flexibilidad.

Por último, Iberia debería desarrollar indicadores de nivel de servicio para conexiones flexibles, como un índice “flexSAIDI”, que defina con qué frecuencia y durante cuánto tiempo pueden ser limitadas las cargas flexibles (por ejemplo, bombas de calor o cargadores de vehículos eléctricos). Estos umbrales informarían las decisiones de inversión, asegurando que la capacidad solo se añada cuando los niveles de servicio caigan por debajo de los estándares acordados.

4. Planificación de capacidad de red

Los métodos tradicionales de planificación, basados en la demanda pico no gestionada, deben evolucionar hacia enfoques dinámicos basados en la utilización neta máxima, considerando tanto inyecciones como extracciones, y restando la respuesta esperada de los participantes de la red flexible. Al menos hasta que se alcancen los umbrales máximos de flexSAIDI, la expansión de la capacidad debería posponerse.

En Iberia, esto permitiría a los DSOs conectar más demanda flexible, como nuevas flotas de vehículos eléctricos, bombas de calor y centros de datos, sin necesidad de desencadenar grandes ampliaciones de infraestructura. También garantizaría que el capital solo se despliegue una vez se hayan agotado las soluciones digitales.

Para apoyar esta transición, los DSOs y reguladores deben contar con herramientas para modelar y validar planes de flujo bidireccional y dinámico. El liderazgo de España y Portugal en simulación de redes y gemelos digitales, incluyendo la experiencia académica de instituciones como Comillas, la Universidad Politécnica de Madrid, la Universidad NOVA, el Instituto Superior Técnico (IST) o la Universidad de Oporto, debe ser aprovechado.

5. Gestión de solicitudes de conexión y colas de espera

Cuando no haya capacidad firme disponible, los DSOs deberían estar obligados a ofrecer conexiones flexibles como alternativa por defecto. Estas deben presentarse de forma clara y con condiciones transparentes. En Portugal y España, donde las colas de conexión a menudo superan por un factor de dos la capacidad contratada, las ofertas de red flexible pueden acelerar significativamente la electrificación.

Los reguladores deben supervisar cómo se utilizan estas ofertas y si efectivamente reducen la duración y volumen de las colas de conexión.

6. Despliegue obligatorio de tecnologías esenciales para la red

Los DSOs deberían estar obligados a implementar tecnologías de nueva generación que habiliten la flexibilidad, incluyendo sistemas de asignación dinámica de capacidad, integración de almacenamiento electrotérmico y centros de control de flexibilidad.

España y Portugal ya cuentan con una cobertura avanzada de contadores inteligentes. Sobre esta base, los reguladores deberían establecer calendarios para la actualización de sistemas de control y exigir preparación digital a todos los DSOs que superen un determinado umbral de clientes.

Así como el éxito del despliegue de los contadores inteligentes dependió de una claridad regulatoria, también lo hará el éxito de las operaciones de red flexible. Un enfoque obligatorio garantizará que las redes de distribución evolucionen de forma rápida y uniforme, permitiendo beneficios a escala de sistema.

7. Optimización de la capacidad de red mediante Dynamic Line Rating (DLR)

A medida que se acelera la electrificación en todos los sectores, la presión sobre la infraestructura de red existente aumenta, especialmente en áreas donde el despliegue de renovables supera la expansión de la red. Sin embargo, las ampliaciones tradicionales de red son intensivas en capital y lentas. En este contexto, aprovechar soluciones digitales para maximizar el uso de los activos existentes no solo es una estrategia rentable, sino necesaria.

El Dynamic Line Rating (DLR) es una solución digital madura y comprobada que permite la monitorización en tiempo real y con previsión de la capacidad real de una línea eléctrica. A diferencia de las valoraciones estáticas convencionales, que se basan en supuestos conservadores de peor caso, el DLR ajusta la capacidad en función de las condiciones meteorológicas y operativas reales, revelando espacio de transmisión adicional que de otro modo quedaría sin usar. Se puede desplegar de forma rápida y rentable, siendo especialmente valioso en áreas con retrasos en la conexión o cuellos de botella.

El DLR genera impacto en dos dimensiones estratégicas:

1. Incremento de la capacidad de red donde más se necesita. Según ENTSO-E, en toda Europa, el DLR ha demostrado poder aumentar la capacidad de transmisión entre un **15% y un 30%**, especialmente durante periodos de alta producción renovable, cuando la congestión es más probable.

ENTSO-E reconoce el DLR como un activo crítico en la digitalización de la red, y el operador portugués REN ya está pilotando su aplicación para optimizar la operación de la red.

2. Optimización de interconexiones transfronterizas: El DLR también puede aumentar la capacidad de transferencia de los interconectores sin necesidad de refuerzos físicos, ayudando a los países a alcanzar más rápidamente los objetivos de interconexión de la UE. Si se desplegara de forma sistemática, la **capacidad de interconexión en toda Europa podría incrementarse significativamente**, aliviando la congestión y facilitando una mejor integración del mercado.

El DLR no sustituye la necesidad de nuevas inversiones en la red, pero sí gana tiempo, reduce costes y desbloquea eficiencias. A medida que los TSOs y DSOs adopten herramientas de planificación cada vez más digitales y basadas en datos, el DLR puede actuar como una tecnología puente para reforzar la capacidad.



5. El impacto del “Grid Deal”: beneficio para todos

El Pacto por la Red tiene el potencial de generar beneficios profundos en todo el ecosistema eléctrico:

Para los consumidores industriales y comerciales, reducirá las facturas de electricidad al desbloquear capacidad infrautilizada y reemplazar inversiones innecesarias en infraestructura por soluciones más inteligentes y digitales. Esto fomentará la asequibilidad para los hogares y mejorará la competitividad de las **industrias ibéricas**. También acelerará la electrificación y la descarbonización, reduciendo sustancialmente el coste total de propiedad de las bombas de calor eléctricas, los vehículos eléctricos y los procesos industriales electrificados.

El impacto en el sector cleantech de Iberia será igualmente significativo.

Al reducir los costes y retrasos relacionados con la red, el Pacto por la Red eliminará barreras al crecimiento para los innovadores que trabajan en soluciones de flexibilidad, electrificación e industria limpia. La región ya alberga un ecosistema en rápida expansión, con empresas como Plexigrid, Eneida, Enline, Build to Zero, Malta, Rondo Energy, H2Site, Rega Energy, Plastic Energy, Stegra, Matteco y Fertighy, con potencial para convertirse en referentes a nivel mundial. Con el apoyo regulatorio adecuado, estos actores pueden escalar más rápido, atraer inversión y posicionar a Iberia como líder global en tecnología de redes y climática.

Los participantes en los mercados de flexibilidad, como los agregadores, operadores de almacenamiento y soluciones de almacenamiento electrotérmico, también se beneficiarán. La mayoría de estos actores actualmente monetizan sus activos reaccionando a los precios del mercado spot o participando en mercados de servicios auxiliares. El Pacto por la Red introduce una fuente de valor completamente nueva, permitiendo a estos actores prestar servicios a los operadores de redes de distribución (DSO), particularmente en redes de distribución, y ser compensados mediante tarifas o mercados locales. Esto crea nuevos ingresos, mejora la eficiencia y ayuda a los DSO a cumplir objetivos de utilización sin necesidad de sobredimensionar las redes.

Los ahorros derivados del aumento en la utilización de capacidad pueden compartirse entre las partes interesadas: DSO, agregadores, comercializadoras y consumidores, fomentando un modelo que recompensa la coordinación y la innovación. En Iberia, donde la capacidad industrial media se utiliza actualmente solo 3.774 horas al año, mejorar esta cifra reduciría las barreras de conexión y permitiría conectar mucha más demanda flexible sin infraestructura adicional. Esquemas de tarifas flexibles pueden incentivar aún más a los DSO ofreciendo

bonificaciones por utilización por encima de este umbral, acercándose al nivel de retorno regulado del 7,5 % solicitado originalmente por las empresas.

Los mercados locales de flexibilidad, especialmente en redes de baja y media tensión, ganarán liquidez. Aunque muchos de estos mercados siguen siendo poco líquidos hoy en día, el cuello de botella no está en la oferta (los agregadores están preparados), sino en la demanda, donde los DSO carecen actualmente de herramientas digitales y marcos regulatorios para activar la flexibilidad. El Pacto por la Red puede desbloquear estas herramientas y estructuras, especialmente en España y Portugal, donde los niveles de digitalización ya son avanzados.

TSOs también verán mejoras. A medida que los DSO gestionen mejor la capacidad local y reduzcan la congestión a nivel de distribución, las redes de transporte se volverán más estables y eficientes. Esto facilitará la conexión de grandes proyectos renovables y cargas intensivas en energía, como electrolizadores de hidrógeno y centros de datos de inteligencia artificial. Una mayor visibilidad y coordinación en tiempo real entre TSO y DSO también aumentará la resiliencia del sistema y la eficiencia operativa en todos los niveles de tensión.

El Pacto por la Red también refuerza el Pacto Verde Europeo. Una de las mayores amenazas a la asequibilidad y éxito de la transición energética es el creciente coste de la infraestructura de red. Al aumentar la utilización de capacidad, reducir inversiones de capital innecesarias y permitir que los consumidores formen parte de la solución, el Pacto por la Red hace que el Pacto Verde sea más asequible y escalable. Apoya las recomendaciones principales del Informe Draghi al alinear la modernización de la red con la competitividad europea y la estrategia industrial.

Desde una perspectiva de seguridad, el Pacto por la Red refuerza la resiliencia del sistema. Como ha demostrado el apagón ibérico, incluso las redes avanzadas son vulnerables si la complejidad del sistema en transición supera las herramientas tecnológicas disponibles para gestionarlo. Las redes digitalizadas y flexibles son más resistentes ante interrupciones, más fáciles de restaurar y esenciales para proteger frente a amenazas cibernéticas y físicas crecientes.

Finalmente, la península ibérica reúne las condiciones para convertirse en el epicentro de la transformación de redes en Europa. Alberga tres de los diez principales DSO de Europa, una densa red de startups pioneras y algunas de las universidades de ingeniería y centros de investigación líderes del continente.

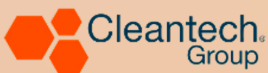
Figuras académicas como el Prof. Pérez Arriaga, el Prof. Batlle López, el Prof. Linares Llamas, el Prof. Chaves Ávila, el Prof. Sánchez Fornié o el Prof. Gómez San Román han estado influyendo en el conocimiento global sobre sistemas eléctricos durante décadas. Reconocidos más en el extranjero que en casa, representan una base de conocimiento preparada para apoyar esta transición.

Con la combinación adecuada de ambición regulatoria, innovación digital e inversión estratégica, Iberia puede mostrar a Europa y al mundo cómo completar la transición de la red.

Cleantech *for Iberia*



Thank you



With the support of

