

La digitalización de las redes eléctricas de distribución

Indicadores e inversiones

Dr. Jose Pablo Chaves
Dr. Rafael Cossent
Dr. Tomás Gómez
Dr. Gregorio López
Dr. Javier Matanza
Dr. Carlos Mateo
D. Néstor Rodríguez Pérez
D. Miguel Ángel Sánchez Fornié
D. Miguel Ángel Ruiz

La digitalización de las redes eléctricas de distribución

Indicadores e inversiones

Dr. Jose Pablo Chaves
Dr. Rafael Cossent
Dr. Tomás Gómez
Dr. Gregorio López
Dr. Javier Matanza
Dr. Carlos Mateo
D. Néstor Rodríguez Pérez
D. Miguel Ángel Sánchez Fornié
D. Miguel Ángel Ruiz

Junio de 2024

Titularidad y responsabilidad

El derecho de autor corresponde a los miembros del equipo investigador, los cuales deberán ser citados en cualquier uso que se haga del resultado de su trabajo.

Conforme a los usos de la comunidad científica, las conclusiones y puntos de vista reflejados en los informes y resultados son los de sus autores y no comprometen ni obligan en modo alguno a la Universidad Pontificia Comillas ni a ninguno de sus Centros e Institutos o al resto de sus profesores e investigadores.

Por tanto, cualquier cita o referencia que se haga de este documento deberá siempre mencionar explícitamente el nombre de los autores, y en ningún caso mencionará exclusivamente a la Universidad.

Índice

1. Introducción	08
2. Desafíos TIC	11
2.1. Conectividad	12
2.2. Interoperabilidad	14
2.3. Gestión de la información	17
2.4. Ciberseguridad	20
3. Indicadores de la digitalización e integración de recursos energéticos distribuidos en las redes de distribución	22
3.1. ¿Por qué medir la digitalización de la red de distribución?	22
3.2. Tipos de indicadores	24
3.3. <i>Benchmarking</i>	24
3.4. Indicadores	30
3.5. Indicadores de digitalización	30
3.5.1. Indicadores de sensores y actuadores	30
3.5.2. Indicadores de conectividad	31
3.5.3. Indicadores de procesamiento de datos	32
3.5.4. Indicadores de cultura digital	33
3.6. Indicadores de integración de recursos energéticos distribuidos	34
3.7. El potencial de los indicadores de digitalización	38
3.8. Desafíos para medir los indicadores	39
3.9. Propuesta para medir los indicadores	40



170
171
172
173
174
175
176
176
177
178
179
180
181
182
183
184

T86

186/HS-500051

186/HS-500051

Índice

4. Inversiones en digitalización de redes en España y Europa	42
4.1. Situación actual	42
4.1.1. Contexto global	42
4.1.2. Contexto europeo	47
4.1.3. Contexto nacional	51
4.2. Partidas componentes de la inversión en digitalización	56
4.3. Desafíos y recomendaciones desde la regulación	60
4.3.1. Impulso al uso de flexibilidad y la digitalización desde la regulación europea	60
4.3.2. Análisis de experiencias en otros países europeos	61
4.3.3. Desafíos y recomendaciones regulatorias	65
5. Conclusiones	68
6. Glosario y definiciones	72

1. Introducción

La lucha contra el cambio climático es uno de los retos más significativos que afronta la humanidad en la actualidad. Para afrontar este reto, la reducción de emisiones del sector energético, incluyendo el transporte, es clave. Esta transición energética requiere necesariamente una mayor electrificación de la economía, bien sea de manera directa o de manera indirecta, a través de vectores energéticos como el hidrógeno o amoníaco verdes, u otros combustibles sintéticos con bajas emisiones de gases de efecto invernadero.

Este proceso de electrificación requiere a su vez un incremento significativo de la generación de electricidad renovable, con gran presencia de la solar y eólica. El borrador de actualización del Plan nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) publicado en junio de 2023 por el Gobierno de España plantea como objetivo superar los 62GW de potencia eólica y los 76GW de potencia solar fotovoltaica en 2030, lo que representa un incremento del 231% y cerca del 700% respecto al año 2020. Debido a su variabilidad y limitada predictibilidad es cada vez más necesario contar con un sistema eléctrico flexible.

En particular, las redes de distribución van a tener que dar cabida a una fracción no despreciable de esta generación renovable, así como a gran parte de la electrificación de los distintos sectores. Por tanto, para integrar correctamente estas tecnologías renovables, mejorar la eficiencia en el uso de las redes, y explotar el potencial de la flexibilidad que puede aportar las nuevas demandas, manteniendo niveles y calidad y fiabilidad adecuados, resulta clave la digitalización de las redes eléctricas; en particular las de distribución, que siguen

siendo las que presentan menores niveles de digitalización y están más próximas al consumidor final. Como se detalló en el informe anterior *“La digitalización de las redes eléctricas de distribución en España”*¹, la digitalización de las redes eléctricas de distribución se basa en el despliegue y puesta en marcha de las tecnologías de información y comunicación (TIC) para mejorar la eficiencia y flexibilidad de la red. La adecuada digitalización de la red eléctrica resulta fundamental, pues se trata de una infraestructura transversal a otros sectores que también están llevando a cabo un proceso de transformación digital, dando lugar a nuevos retos en la gestión del suministro eléctrico. Mediante la implementación de contadores inteligentes, sensores, actuadores, y sistemas de gestión de datos, es posible recopilar información en tiempo real sobre la demanda y el estado de la red, y actuar sobre ella, permitiendo una operación más fiable y eficiente. Precisamente en esa recopilación de información se basa la necesidad de telecomunicaciones, enorme reto por la dispersión y diversidad de los puntos de la red a comunicar, reto que se acrecienta según se acerque a cubrir las necesidades del tiempo real. Además, la digitalización conlleva otros retos como son las ciberseguridad y protección de datos de los usuarios que también habrá que salvaguardar.

La Comisión Europea en el “Digital Action Plan”² considera la digitalización de la infraestructura eléctrica como una prioridad para el desarrollo de la transición energética en Europa, haciendo un uso eficiente de las tecnologías digitales y teniendo muy en cuenta la conveniencia de un espacio común de datos, acelerar las inversiones necesarias y facilitar el uso de la energía a los consumidores, especialmente a los más vulnerables. También relacionado con la digitalización

¹ Chaves-Avila, J. P., Cossent, R., Gómez, T., López, G., Mateo, C., Rodríguez, N., & Sánchez, M. A. (2021). *La digitalización de las redes eléctricas de distribución en España*. Fundación Naturgy.

² European Commission. (2022). *Digitalising the energy system—EU action plan*. European Commission. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022DC0552&from=EN>



de las redes, la Directiva Europea sobre el mercado interior establece que los reguladores nacionales han de evaluar los avances de las redes de distribución en este sentido a través de indicadores y emitir un informe público periódicamente.

El creciente interés de los usuarios de la red por el autoconsumo, el desarrollo de comunidades energéticas, la proliferación de vehículos eléctricos y el surgimiento de nuevos modelos de negocio, como los agregadores, la gestión de la demanda y el almacenamiento de energía, requieren una red inteligente y adaptable. La digitalización nos brinda la capacidad de optimizar la utilización de la energía, gestionar la demanda de forma eficiente y fomentar una mayor participación de los consumidores en el sistema eléctrico. La digitalización permite además un intercambio de datos más eficiente y fiable entre actores como los operadores del sistema y de las redes de distribución, así como entre usuarios conectados a las redes e intermediarios (como agregadores) que optimizan el uso de los recursos.

Actualmente, nos encontramos en un punto crucial en el proceso de digitalización de las redes eléctricas de distribución. Aunque se han realizado avances significativos en la última década, el proceso de digitalización plantea todavía muchos desafíos. No debe olvidarse, por ejemplo, que las redes de baja tensión, que constituyen la mayor parte de esas redes, tienen una observabilidad muy limitada. Este informe explora algunos de estos retos relacionados con el uso de las TIC en la red de distribución eléctrica, y su relevancia, no solo para la empresa distribuidora, sino también para los usuarios conectados a ella. Asimismo, se profundiza en el desarrollo de indicadores para medir el grado de digitalización e integración de recursos energéticos distribuidos y electrificación de la demanda de las redes de distribución. Estos indicadores son especialmente mencionados en el “Digital Action Plan” de la Comisión Europea, exhortando a los reguladores a avanzar en un plazo de tiempo breve. Finalmente, el informe presenta el estado actual de las inversiones realizadas en digitalización tanto en España como a nivel europeo.



Una red inteligente, extensamente basada en sistemas de comunicaciones y sensorización, permiten un uso más eficiente de la infraestructura, facilitando así la integración de los recursos energéticos distribuidos.

2. Desafíos TIC

Tradicionalmente, las redes de distribución se han desarrollado utilizando activos convencionales como líneas eléctricas y transformadores, elementos de maniobra y control, protecciones, claves para aislar todo tipo de fallos y permitir un mantenimiento adecuado, así como contadores de energía que permitían gestionar la facturación de los consumos. Estos equipos convencionales tienen una vida útil muy larga (varias décadas), siendo la principal preocupación del planificador el cumplir con el principio de servicio universal, extendiendo la red para conectar nuevos consumidores y adaptar/reforzar la red cuando se preveían incrementos de demanda.

La instalación de sensores, actuadores y, sobre todo, de las telecomunicaciones necesarias para enviar y recibir información sólo se venía utilizando en casos muy especiales en los que el coste adicional se justificaba por su ubicación crítica para la fiabilidad del servicio. La operación y mantenimiento de la red de distribución estaba tradicionalmente basada en la asistencia y maniobra local. Asimismo, y esto ocurre todavía en muchos países, la medición de la energía consumida en cada punto de suministro se tenía que hacer con lectura local antes de emplearse los contadores inteligentes. Sin embargo, la transición energética complementada con el avance de las TIC que ya permiten su uso masivo y eficiente, han cambiado este paradigma.

En general, el mayor impacto en las redes de distribución de la transición energética es a través de los recursos energéticos distribuidos (DER), concepto amplio donde pueden incluirse nuevos elementos de diferente tipo (ej. vehículo eléctrico, almacenamiento, generación distribuida, etc.). Estos recursos energéticos distribuidos

son especialmente necesarios para alcanzar los objetivos de cambio climático. Sin embargo, este tipo de recursos energéticos distribuidos suponen un reto para la red de distribución, en la que los flujos de energía pueden invertirse, y donde la red ya no es solo un elemento pasivo, requiriéndose de nuevas funciones. La integración de dichos recursos energéticos distribuidos es pues un reto, que de no hacerse adecuadamente podría requerir cantidades ingentes de inversiones en refuerzos de la red, no siempre eficientes.

De hecho, la reciente propuesta de la Comisión Europea³ para reformar el mercado interior de la electricidad ponía de manifiesto la importancia cada vez mayor de contar con mayor flexibilidad y un rol más activo de los operadores de red para el correcto funcionamiento de los mercados mayoristas y minoristas de electricidad.

Para dar respuesta a este problema, y apoyándose en el desarrollo de las tecnologías digitales, surgen las redes inteligentes. Una red inteligente, extensamente basada en sistemas de comunicaciones y sensorización, permiten un uso más eficiente de la infraestructura, facilitando así la integración de los recursos energéticos distribuidos. Técnicas como el “dynamic asset rating” permiten adaptarse a las condiciones del entorno teniendo en cuenta los límites térmicos a aplicar dependiendo de factores como la temperatura ambiente. Así mismo, la respuesta de la demanda o la recarga inteligente de los vehículos eléctricos permiten aprovechar la flexibilidad de la demanda o de los recursos energéticos distribuidos, para dar respuesta a las necesidades de los usuarios y de la propia red en cada momento.

Estas tecnologías necesitan sistemas de telecomunicaciones que permita a los diferentes dispositivos interaccionar entre

³ Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL amending Regulations (EU) 2019/943 and (EU) 2019/942 as well as Directives (EU) 2018/2001 and (EU) 2019/944 to improve the Union's electricity market design. Strasbourg, 14.3.2023. COM(2023) 148 final.

sí, o con el centro de control, de modo que el estado de unos dispositivos pueda afectar al modo de funcionamiento de otros. Esto puede utilizarse por ejemplo para que los vehículos eléctricos en una zona congestionada puedan diferir su recarga a otro periodo horario, contribuyendo de este modo a gestionar las congestiones sin necesidad de reforzar la red eléctrica.

Para que esto sea posible, aparecen nuevos requisitos para estos equipos y dispositivos muy vinculados con el sistema de comunicaciones que les debe dar soporte. Por un lado, es necesario conectividad. Los elementos de red convencionales, como líneas o transformadores, que realizaban cada uno su función sin interaccionar, salvo desde un punto de vista eléctrico, con los elementos adyacentes, han de pasar a estar interconectados, incluso cuando puedan estar localizados en puntos relativamente alejados de la red. Además, es necesario que esos elementos puedan interoperar, esto es, que puedan intercambiar datos y entender dichos datos tanto desde un punto de vista sintáctico como semántico, de modo que al final esa mayor conectividad nos permita mejorar la operación del sistema.

Así mismo, todo este incremento en las comunicaciones, y en las variables que se miden, procesan y controlan, llevan aparejadas cantidades ingentes de información, véase por ejemplo el caso de los contadores inteligentes. Un reto que surge pues es la gestión de dicha información para hacer un uso eficiente de la misma. Tecnologías como el Big Data se presentan como una forma de poder manejar dicha información, de modo que al final sirva para su propósito de mejorar realmente la planificación y operación de las redes de distribución, contribuyendo a hacer mejor uso de la infraestructura y tener un sistema eléctrico más eficiente.

La ciberseguridad surge entonces como una necesidad fundamental para proteger

los datos y garantizar la integridad y confidencialidad de la información y la propia seguridad de la red. Este es especialmente relevante tanto para los datos relativos a los consumidores, como para las propias redes de distribución, dado que la electricidad es un servicio esencial en nuestra sociedad y cualquier interrupción a gran escala del mismo tendría consecuencias graves. La conectividad e interoperabilidad de los elementos de la red exacerban esta necesidad, dado que, si no se tomaran las medidas adecuadas, una red interconectada e interoperable sería más vulnerable a ataques externos.

2.1 Conectividad

La conectividad es uno de los pilares de la digitalización de las redes de distribución en su evolución hacia la *smart grid*, ya que es lo que permite la recopilación de los datos generados por los sensores y el envío de órdenes a los actuadores. Es decir, la conectividad permite una operación activa de la red, que es una de las características principales de las *smart grids*.

Para que exista conectividad, debe existir una infraestructura de comunicaciones, cuyas características dependerán del objetivo que se persiga. Se trata de planificar una red de telecomunicaciones que preste los servicios requeridos, teniendo muy en cuenta su evolución con el tiempo y no solo las necesidades del corto plazo. Por tanto, deberán tenerse en cuenta la disponibilidad de servicios prestados por los operadores de telecomunicaciones, así como las diversas tecnologías aplicables para decidir la solución más eficiente. Es importante señalar que el uso de la propia infraestructura eléctrica para facilitar la prestación de servicios de telecomunicaciones, como fibras ópticas o el "Power Line Communications", dotan de unas mejoras muy importantes en esa eficiencia buscada.

Los principales factores a tener en cuenta en dicha planificación son los siguientes:

- **Extensión del área a cubrir.** Las redes eléctricas de distribución en España tienen una extensión de alrededor de 800 mil kilómetros⁴. A la hora de implementar una solución para la *smart grid*, como puede ser un sistema de supervisión avanzada de red, la implantación de mecanismos de gestión de la demanda o la interacción con comunidades energéticas es necesario definir el alcance del caso de uso: ¿se necesita conectividad a nivel de la comunidad energética o para cada uno de los participantes? ¿interviene una empresa de servicios energéticos o un agregador? ¿requiere de comunicación directa con el centro de control de la red de distribución? ¿se van a desplegar dispositivos en subestaciones o centros de transformación? ¿es una zona rural o urbana? Si la solución es muy extensa, es posible que requiera el uso de distintas tecnologías de comunicaciones, en función de si se quiere aprovechar parte de una infraestructura existente o desplegar una nueva, o de si se contratará con una empresa de telecomunicaciones, lo que es de gran relevancia a la hora de evaluar costes. Por ejemplo, las tecnologías inalámbricas presentan una cobertura limitada, pero son fáciles de implementar, mientras que las tecnologías cableadas proveen gran conectividad, pero requieren de un mayor esfuerzo técnico y económico.
- **Frecuencia y velocidad de las comunicaciones.** ¿Cada cuánto tiempo es necesario intercambiar información? Si solo es necesario disponer de información una vez al día o cada hora, podría utilizarse la capacidad disponible de la infraestructura existente para dar servicio al caso de uso, o tecnologías de menor coste. En cambio, si se necesitan comunicaciones en tiempo

real, como puede ser la activación de un recurso de flexibilidad para la red eléctrica, es conveniente que el canal de comunicaciones esté dedicado al caso de uso, para evitar que las saturaciones afecten a la operación, pues se requerirá una conectividad constante y fiable.

- **Escalabilidad.** A la hora de implementar una solución para la *smart grid* debe considerarse la posibilidad de que aumente en tamaño o tenga requisitos más estrictos. Si la infraestructura de comunicaciones que provee la conectividad fue diseñada para ajustarse estrictamente a los requisitos del caso de uso, el margen para escalarlo es limitado. Por ejemplo, los sistemas de gestión de la energía en casa (en inglés, *Home Energy Management System*, o HEMS) suelen utilizar tecnologías inalámbricas para comunicarse con los dispositivos de la vivienda; utilizar tecnologías cableadas podría ser incómodo para el usuario y suponer una barrera si, en el futuro, quiere incorporar nuevos dispositivos para ser gestionados por el HEMS. Del mismo modo, una comunidad energética debe afrontar la conectividad de sus recursos y usuarios teniendo en cuenta la posibilidad de nuevas incorporaciones en el futuro.
- **Interoperabilidad.** Aunque este tema se trata de manera más detallada en el siguiente punto, es importante hacer referencia a su impacto a la hora de determinar la conectividad. Muchas veces, la elección de la infraestructura de telecomunicaciones vendrá determinada por los protocolos y estándares con los que son compatibles los equipos desplegados, si se quiere evitar el empleo de soluciones “propietarias” que impiden la competencia y el uso de equipos de diferentes suministradores, lo que siempre lleva a aumentar los costes y dificultar en suma la eficiencia buscada.

⁴ Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Estadísticas eléctricas anuales», s. f., <https://energia.gob.es/balances/Publicaciones/ElectricasAnuales/Paginas/ElectricasAnuales.aspx>.

En definitiva, la conectividad es un aspecto clave de la digitalización de las redes eléctricas de distribución que, para llevarse a cabo de manera eficiente, requiere evaluar cuidadosamente las condiciones y requisitos de cada caso de uso, de manera que sea económica y técnicamente viable, sin imponer restricciones a futuras soluciones que podrían beneficiarse de esta.

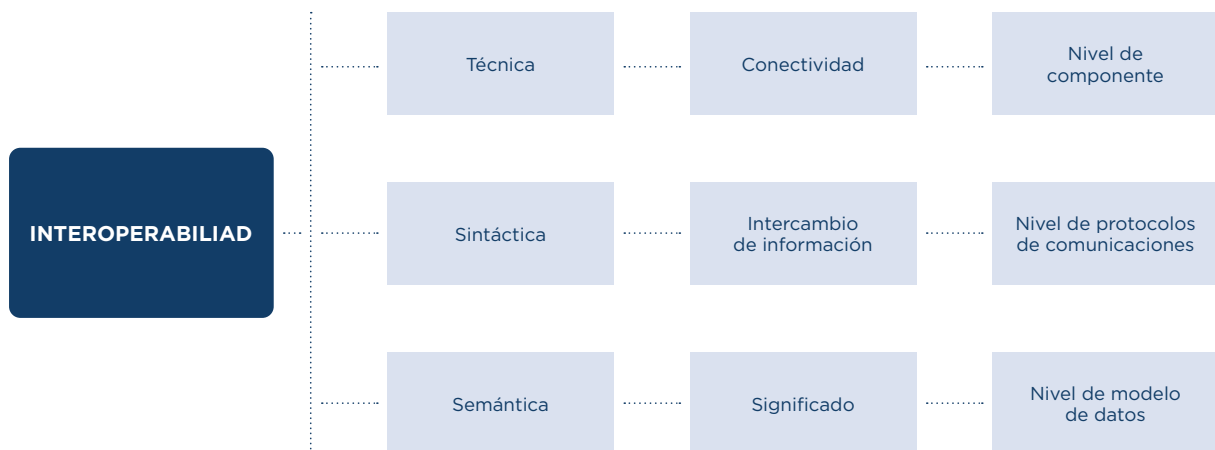
2.2 Interoperabilidad

La interoperabilidad puede definirse como la habilidad de dos o más elementos de intercambiar información y ser capaces de usar dicha información. A modo de ejemplos típicos, un elemento puede ser tanto un sistema informático de la empresa distribuidora como un dispositivo inteligente situado en una vivienda.

Mejorar e incrementar la interoperabilidad es uno de los grandes retos a los que se enfrenta el sector de la distribución eléctrica, ya que la operación de la red exige cada vez más coordinación y comunicaciones con el operador del sistema de transporte (en España, Red Eléctrica de España), el operador del mercado eléctrico, otras empresas distribuidoras, y los usuarios conectados a la red. Esto se debe, principalmente, a la creciente penetración de la generación distribuida en la red eléctrica y el surgimiento de los *prosumers* que, como se ha comentado anteriormente, aumentan los retos para operar la infraestructura eléctrica.

Existen distintos tipos o dimensiones de la interoperabilidad (ver Figura 1)⁵: la interoperabilidad técnica, la interoperabilidad sintáctica, y la interoperabilidad semántica.

■ FIGURA 1
Tipos de interoperabilidad



⁵ Viegand Maagøe. (2022). *Interoperability* (p. 41). IEA 4E EDNA. <https://www.iea-4e.org/wp-content/uploads/2022/10/EDNA-Studies-Interoperability-Final.pdf>



Mejorar e incrementar la interoperabilidad es uno de los grandes retos a los que se enfrenta el sector de la distribución eléctrica, ya que la operación de la red exige cada vez más coordinación.

Hablar de **interoperabilidad técnica** es equivalente a hablar de **conectividad** a nivel de componente, la cual, debido a su importancia en la *smart grid*, se ha tratado de manera detallada en la sección anterior. Para que la distribuidora eléctrica pueda hacer uso de sus dispositivos de control y monitorización desplegados a lo largo y ancho de la red, así como para intercambiar información con sus clientes, no solo es necesario disponer de una infraestructura de comunicaciones (cableada o inalámbrica), sino que todos los dispositivos/sistemas de interés sean capaces de conectarse a la infraestructura disponible. Un ejemplo son los vehículos eléctricos. Para cargar el vehículo y que pueda intercambiar información con el punto de recarga, es necesario que ambos sean compatibles con el conector.

La **interoperabilidad sintáctica** se refiere al uso de protocolos de comunicaciones estandarizados. Que dos elementos estén conectados a una misma infraestructura de comunicaciones no garantiza que se lleve a cabo la comunicación de manera efectiva. Es necesario que tanto emisor como receptor dispongan de la configuración adecuada para entenderse entre sí. Un ejemplo cotidiano son los *smartphones* actuales. Aunque prácticamente todos están conectados a internet, para que dos personas se puedan comunicar por alguna de las conocidas apps de mensajería instantánea (e.g. WhatsApp, Telegram, etc.), es necesario que ambas tengan la app instalada. Por ejemplo, un prosumidor que quiera utilizar su excedente de energía solar para cargar su vehículo eléctrico deberá contar con un sistema que sea capaz de

monitorizar la generación de los paneles solares, el consumo dentro de la vivienda, y enviar la orden de activación al punto de recarga; todo ello utilizando protocolos de comunicaciones que sean “entendibles” por cada uno de los elementos, como Modbus, MQTT o OCPP.

La **interoperabilidad semántica** consiste en la capacidad de entender la información intercambiada, mediante el uso del mismo modelo de datos. Es decir, de dotar de significado a la información; significado que debe ser compartido tanto por emisor como por receptor. Por continuar con el ejemplo de las apps de mensajería instantánea, para que se pueda hablar de una comunicación eficaz, ambas personas deben conocer el idioma en el que se está produciendo el intercambio de mensajes. En el ejemplo del prosumidor que quiere utilizar su excedente de energía para cargar su vehículo eléctrico, es necesario que los sistemas compartan el mismo modelo de datos. Es decir, conseguir mandarle la orden “CARGAR” al punto de recarga no resulta eficaz si la orden que espera (y entiende) es “CARGAR=1”.

Conseguir una amplia interoperabilidad, en cualquiera de sus tres vertientes, tiene múltiples beneficios.

Las distribuidoras pueden elegir entre un mayor número de proveedores de equipos, sin miedo a que existan incompatibilidades con los sistemas ya implementados. Por lo tanto, aumenta la competencia entre fabricantes y reduce los costes. Si el equipo instalado no tiene todas las funcionalidades deseadas, se queda obsoleto o, después de unos años, ya no se fabrica, el tener alternativas que sean interoperables con los sistemas en funcionamiento aporta seguridad. Dicho de otro modo, la interoperabilidad contribuye a evitar el tan temido “*vendor lock-in*” en la industria eléctrica, por el que las distribuidoras eléctricas se ven obligadas a utilizar siempre soluciones y sistemas de los mismos proveedores para evitar que

posibles incompatibilidades tengan un efecto negativo en la operación de la red.

No obstante, el “*vendor lock-in*” no es algo a lo que solo se enfrentan las empresas. Con la creciente participación de los consumidores en el sistema eléctrico, ya sea mediante el autoconsumo o mediante la aportación de flexibilidad al sistema, éstos también pueden verse afectados. Por ejemplo, la implantación de un sistema de gestión de la energía en casa (en inglés, *Home Energy Management System*, o HEMS) podría requerir el uso de electrodomésticos y aparatos de una determinada marca debido al acuerdo previo de los fabricantes de usar una especificación propietaria. Otro ejemplo de cómo la falta de interoperabilidad puede limitar la participación de los ciudadanos en la transición energética es que, hasta hace no mucho, los usuarios de vehículos eléctricos no podían utilizar los supercargadores Tesla, desplegados en numerosos puntos, si su vehículo no era de dicha marca. En cambio, un dispositivo (ya sea un HEMS o un vehículo eléctrico) compatible con distintas especificaciones y fabricantes, dará al consumidor la libertad de elegir según su propio criterio (en función del coste, de la garantía del aparato, estética, etc.) entre un mayor número de opciones.

En definitiva, la interoperabilidad es uno de los grandes retos a afrontar si se quiere realizar una transición energética eficiente y sostenible, tanto desde el punto de vista técnico como económico. Los avances en este aspecto pasan por utilizar estándares abiertos y gratuitos en la medida en que sea posible, desarrollar sistemas y dispositivos con compatibilidad simultánea de varios estándares, o el uso de software o dispositivos que actúen como intermediarios (como un “traductor”) entre sistemas para facilitar su interoperabilidad. A nivel internacional, la Comisión Europea promueve activamente el desarrollo de requisitos básicos de interoperabilidad para fomentar la participación de los

consumidores en mecanismos de gestión de la demanda y facilitar el acceso a los datos de consumo eléctrico⁶. Aunque la interoperabilidad total es inalcanzable, merece la pena dedicar esfuerzos a maximizarla, mediante la colaboración de empresas y fabricantes del sector, para poder disfrutar de las ventajas que ofrece.



2.3 Gestión de la información

Un aumento en la conectividad y en el número de dispositivos interactuando entre sí en el sistema eléctrico conlleva a su vez un aumento en el volumen y tipo de información que se ha de procesar. Esta información puede ser relativa a la red eléctrica (tensiones, corrientes, etc.), a los contadores inteligentes (energía consumida o generada), o comercial (información sobre un proveedor de servicios, precios, etc.).

En una *smart grid* constantemente se producen intercambios de información entre distintos actores; ya sea la empresa distribuidora recopilando datos de sensores desplegados en la red para la operación, intercambios de información con la instalación fotovoltaica de un prosumidor, o para adquirir servicios en un mercado de flexibilidad, entre otros. En todos estos procesos resulta fundamental gestionar de manera adecuada la información.

Cuando hablamos de gestión de la información, hablamos de la propiedad, acceso, calidad y armonización de la información. A la hora de compartir los datos entre los distintos participantes del sistema eléctrico, las reglas para su uso deben ser justas, prácticas y claras⁷, y teniendo siempre en cuenta la propiedad de cada dato desde el momento que se genera.

En la actualidad, debido al creciente volumen de información que se maneja diariamente, es común aprovechar las ventajas que ofrecen las nuevas tecnologías para su gestión y procesamiento. Como se detalló en el informe anterior, entre estas tecnologías se encuentra la nube, “*Cloud*”, para el almacenamiento y procesamiento de la información mediante técnicas de *Big Data*.

⁶ European Commission. (2022). Digitalising the energy system—EU action plan. European Commission. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022DC0552&from=EN>

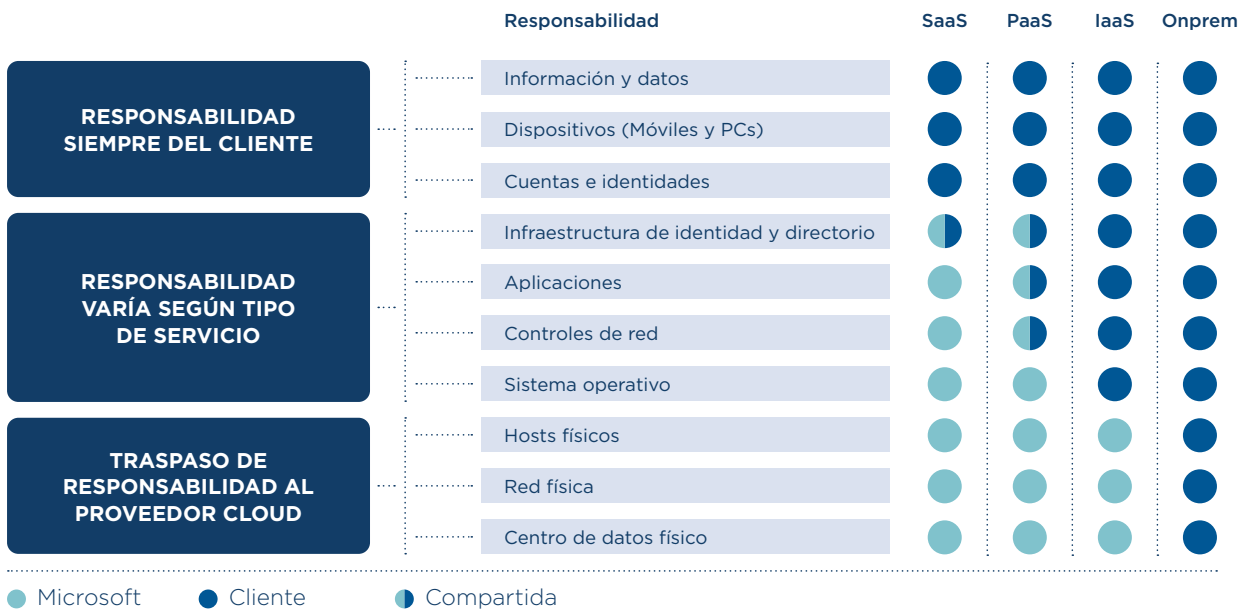
⁷ European Commission. (2020). A European strategy for data. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0066&from=EN>

Cuando se utiliza una nube pública, es importante evaluar los servicios e infraestructura que se necesitan para procesar la información, de acuerdo con el modelo responsabilidad compartida. Según este modelo, existen distintos tipos de servicios en la nube en función de las responsabilidades que mantengan cliente y proveedor: *Software* como servicio (*Software as a Service*, SaaS), Plataforma como Servicio (*Platform as a Service*, PaaS), Infraestructura como Servicio (*Infrastructure as a Service*, IaaS), y *on premises*. La Figura 2 muestra el modelo de responsabilidad compartida de Microsoft para la nube, que es similar al de otros proveedores.

Aunque la responsabilidad del usuario del servicio cambia en algunos aspectos

(por ejemplo, el sistema operativo o las aplicaciones), hay un aspecto que permanece constantemente bajo responsabilidad del usuario, independientemente del servicio: la seguridad de la información y la gestión de su acceso (dispositivos, cuentas e identidades). Es por ello que las empresas de distribución, en su proceso de digitalización de la red, deben definir y adoptar mecanismos de gestión de datos: si necesitan ser anonimizados o agregados para cumplir con la normativa de protección de datos (GDPR), si es necesario comprimirlos periódicamente, qué datos pueden ser accesibles por terceras partes (clientes, agregadores, empresas de servicios energéticos, etc.), y en qué casos pueden intercambiarse y con quién.

FIGURA 2
Modelo de responsabilidad compartida de Microsoft



Un ejemplo es la gestión de los datos procedentes de los contadores inteligentes, que ya han sido desplegados con éxito en numerosos países, entre ellos, España. En primer lugar, la empresa distribuidora, que en España actúa como gestor de datos de contadores, debe compartirlos solo con la comercializadora con la que cada usuario tenga contratado el suministro, con el único propósito de que se pueda facturar la energía eléctrica consumida. En segundo lugar, para operar la red de distribución o realizar estudios (por ejemplo, para identificar posibles conexiones ilegales), o para hacer públicas algunas estadísticas, los datos deben de estar anonimizados y/o agregados, de manera que se mantenga la privacidad de los usuarios. Por último, los datos de consumo deben ser accesibles por el usuario, independientemente de su compañía comercializadora. En España, esto último es posible a través de Datadis⁸, que es una plataforma creada por las distribuidoras para facilitar el acceso de los usuarios a la información sobre su consumo eléctrico. También permite el acceso libre a información agregada a nivel de provincia y comunidad autónoma, o por nivel de tensión. Gracias a plataformas como Datadis, que armonizan la información de cada distribuidora, los usuarios pueden acceder en un mismo lugar a su consumo eléctrico independientemente de su situación geográfica o del número de puntos de suministro que tengan contratados (segundas residencias, negocios, etc.).

Por otro lado, con el surgimiento de otros casos de uso relacionados con una participación más activa de los clientes, la gestión de la información es cada vez más compleja. Por ejemplo, la creación de nuevos mercados de provisión de servicios para los operadores de red (como los mercados de flexibilidad) implica el intercambio de distintos tipos de información

Las empresas de distribución, en su proceso de digitalización de la red, deben definir y adoptar mecanismos de gestión de datos.

entre numerosos actores: entre distribuidoras y el operador de la red de transporte, con agregadores, con el operador del mercado, o incluso directamente con los clientes. Cada dato tiene sus propios requisitos de seguridad, confidencialidad y validez temporal que ha de tenerse en cuenta a la hora de procesarlo.

Debido a la gran importancia de este aspecto en el sector energético, la Comisión Europea (CE) planea el desarrollo de un espacio de datos común europeo. Este espacio pretende aunar las distintas infraestructuras de datos y marcos de gobernanza con el objetivo de facilitar el intercambio de información entre los distintos actores del sector energético, pudiendo llegar a facilitar la participación de más de 580 GW de flexibilidad para 2050⁹ y llegando a cubrir el 90% de las necesidades de flexibilidad en la red eléctrica europea.

En definitiva, la digitalización de las redes eléctricas de distribución conlleva enfrentarse al reto de una gestión de la información cada vez más compleja, pero que resulta necesaria si se quiere aprovechar todos los beneficios que las nuevas tecnologías ofrecen. La información ha de gestionarse de manera justa, práctica y clara, de modo que se respeten los derechos de los clientes y exista igualdad de condiciones para una participación activa en el sistema eléctrico.

⁸ <https://datadis.es/home>

⁹ Directorate-General for Energy (European Commission), Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI, Guidehouse, McKinsey & Company, TNO, Trinomics, Utrecht University, Antretter, M., Klobasa, M., Kühnbach, M., Singh, M., Knorr, K., Schütt, J., Boer, J. de, Roiser, O., Hernandez Diaz, D., Fitzschen, F., Garcerán, A., Reina, R., ... Popovski, E. (2022). Digitalisation of energy flexibility. Publications Office of the European Union. <https://data.europa.eu/doi/10.2833/113770>

2.4 Ciberseguridad

El último reto, pero no por ello menos importante, al que se enfrentan las redes eléctricas de distribución en su transformación en “*smart grids*” es la ciberseguridad. Tal es su importancia que muchas de las decisiones que se toman en relación con los retos anteriormente detallados están determinadas por la ciberseguridad. Por ejemplo, la decisión de usar una infraestructura de comunicaciones pública o privada (conectividad), adoptar un protocolo de comunicaciones determinado frente a otro (interoperabilidad), o la creación de reglas y procedimientos para compartir información (gestión de la información), en muchos casos depende de la criticidad de la información involucrada. En otras palabras: del nivel de seguridad que la información requiera. La correcta conectividad, interoperabilidad, y la gestión de la información pueden no resultar suficiente si no disponen de la ciberseguridad adecuada.

Uno de los grandes retos en materia de ciberseguridad es la integración de nuevos equipos y tecnologías con los tradicionales o “*legacy*”¹⁰. Muchos de los protocolos de comunicaciones usados en las redes eléctricas se están quedando obsoletos en materia de ciberseguridad, como es el caso de ICCP (*Inter-control Centre Communications Protocol*)^{11,12}, lo que acarrea dificultades para integrarlos con nuevos sistemas que usen protocolos más modernos y seguros.

Un reto adicional es coordinar la ciberseguridad de las tecnologías de operación (OT), cuyos requisitos suelen ser muy estrictos debido a su criticidad, con la ciberseguridad de las tecnologías de la información (IT), cuyos requisitos suelen ser más laxos, pero que cada vez

adquieren mayor relevancia. Para evitar efectos cascada cuando se produce un incidente, es necesario que ambos sistemas estén debidamente coordinados. Igualmente, al intercambiar información entre distintos actores, debe adoptarse un mismo nivel de ciberseguridad, de modo que las vulnerabilidades de una entidad no supongan también una amenaza para otra.

Es importante tener en cuenta que la ciberseguridad es algo que involucra a toda la cadena de valor de una *smart grid* y no solo a los operadores de red o a las grandes empresas de generación eléctrica: los consumidores y prosumidores tienen cada vez mayor relevancia.

Cada vez es más frecuente que los clientes instalen dispositivos del internet de las cosas (*Internet of Things* o **IoT**) en sus hogares. Para manejar estos dispositivos, muchos utilizan asistentes como los *home assistant* que permiten el encendido y apagado de electrodomésticos, aires acondicionados, luces, etc. También es común que los dueños de vehículos eléctricos puedan consultar y controlar la carga de su vehículo desde una aplicación móvil, o que los prosumidores puedan ver en tiempo cuasi real la generación de su instalación fotovoltaica particular.

La introducción de todos estos dispositivos y funcionalidades en el día a día de los clientes podría entrañar riesgos para la red eléctrica si no están lo suficientemente protegidos o si los clientes no están familiarizados con las buenas prácticas en materia de ciberseguridad. Mediante un ciberataque que manipule dispositivos IoT de alto consumo, los conocidos como *MaDloT attacks* (*Manipulation of Demand through IoT*)¹³, un ciberdelincuente podría elevar el consumo eléctrico de manera coordinada

¹⁰ Olivier Genest, Isidoros Kokos, Heribert Vallant, Javier Valiño, David Sánchez, & Mark Purcell. (s. f.). BRIDGE Cybersecurity Report (Deliverable 3.12e). BRIDGE Initiative.

¹¹ Franz, M. (2007). ICCP Exposed: Assessing the Attack Surface of the “Utility Stack”. SCADA Security Scientific Symposium, 15.

¹² M.J. Rice, G.K. Dayley, C.A. Bonebrake, & L.J. Becker. (2017). Secure ICCP. Pacific Northwest National Laboratory, U.S. Department of Energy.

¹³ Soltan, S., Mittal, P., & Poor, H. V. (2018). BlackIoT: IoT botnet of high wattage devices can disrupt the power grid. 27th USENIX Security Symposium (USENIX Security 18), 15–32.

y prácticamente instantánea en muchos puntos de la red perturbando la operación del sistema. Esto podría incluso provocar “apagones”^{14,15}, en algunas zonas debido a la actuación de los sistemas de protección, cuyo último fin es evitar que la infraestructura eléctrica quede inutilizada.

Aunque el riesgo nunca será cero, existen algunas medidas y propuestas a nivel europeo para intentar minimizarlo.

La Comisión Europea, a través del Plan de Acción Digital¹⁶, resalta la necesidad de aumentar la resiliencia frente a las amenazas de ciberseguridad a las que se enfrenta el sistema eléctrico, considerado una infraestructura crítica. En este sentido, la CE desarrolló una propuesta para regular los requisitos de ciberseguridad de productos con elementos digitales, lo que se conoce como el *Cyber Resilience Act*. Los objetivos principales de esta propuesta, aunque no es específica del sector eléctrico, también es relevante para las *smart grids*:

1. **Promover el desarrollo de productos seguros** y que los fabricantes tengan en cuenta la seguridad a lo largo del ciclo de vida del producto.
2. **Capacitar a los usuarios**, creando las condiciones que les permitan considerar la ciberseguridad a la hora de elegir y usar productos con elementos digitales.

Asimismo, mediante la actualización de la *Network Information Security Directive*, (NIS2)¹⁷, la CE pretende dar un impulso al nivel de ciberseguridad en Europa mediante las siguientes medidas:

- **Desarrollo de requisitos de seguridad más estrictos** para determinados tipos de entidades y sectores.

- **Fomento de la seguridad en toda la cadena de suministro**, dada la alta interconexión de los sistemas digitales.
- **Información sobre incidentes de ciberseguridad**, de manera que se pueda responder de manera efectiva y a tiempo a la amenaza.
- **Medidas más estrictas de supervisión** del cumplimiento de requisitos de ciberseguridad.
- **Sanciones a nivel europeo** por no cumplir con las obligaciones de ciberseguridad.

Como medida a nivel europeo centrada exclusivamente en el sistema eléctrico, cabe destacar el desarrollo de un código de red específicamente enfocado a la ciberseguridad de la red eléctrica europea (*Network Code on Cybersecurity*)¹⁸ cuya elaboración fue encargada por la Comisión Europea a ENTSO-E (red europea de operadores de transporte y del sistema eléctrica) y que, actualmente, se está completando con la colaboración de la DSO Entity (asociación europea de todas las empresas de distribución) y la Agencia de la Unión Europea para la Ciberseguridad (ENISA).

El impacto que tiene la transformación digital y la creciente integración de generación renovable en la ciberseguridad de las redes eléctricas de distribución, así como la regulación relevante, se detalla en un informe monográfico escrito por el Centro de Ciberseguridad Industrial y publicado por la Fundación Naturgy¹⁹. En caso de que el lector quiera profundizar en este tema más allá de la presente sección.

¹⁴ Huang, B., Cardenas, A. A., Baldick, R. (2019). Not everything is dark and gloomy: Power grid protections against IoT demand attacks. 28th USENIX Security Symposium (USENIX Security 19), 1115-1132.

¹⁵ Shekari, T., Cardenas, A. A., & Beyah, R. (2022). MaDIoT 2.0: Modern High-Wattage IoT Botnet Attacks and Defenses. 31st USENIX Security Symposium (USENIX Security 22), 3539-3556.

¹⁶ European Commission. (2022). Digitalising the energy system—EU action plan. European Commission. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022DC0552&from=EN>

¹⁷ Negreiro Achiaga, M. del M. (2022). The NIS2 Directive. European Parliamentary Research Service, 13.

¹⁸ https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Network%20codes%20documents/NC%20CS/220114_NCCS_Legal_Text.pdf

3. Indicadores de la digitalización e integración de recursos energéticos distribuidos en las redes de distribución

En este capítulo se presentan dos grupos de indicadores para las redes de distribución: los indicadores de digitalización, enfocados en medir la infraestructura digital implementada en las redes de distribución; y los indicadores de integración de recursos energéticos distribuidos, que se enfocan en el papel fundamental de las redes de distribución en la integración de estos recursos y electrificación de la demanda, todo ello facilitado por la digitalización.

3.1 ¿Por qué medir la digitalización de la red de distribución?

Actualmente, la transformación digital se está llevando a cabo en numerosos sectores. No obstante, ninguno de ellos resulta tan crítico y transversal como lo es el sector eléctrico, ya que la transición energética, marcada por una fuerte electrificación de la demanda energética, lo somete a grandes desafíos que son abordados mediante una mayor digitalización de las redes.

Como se comentó en el informe previo de la Fundación Naturgy, “La digitalización de las redes eléctricas de distribución en España”²⁰, una red eléctrica completamente digitalizada es inalcanzable y, seguramente, no sea algo óptimo, tanto técnica como económicamente. Por tanto, el proceso de digitalización plantea numerosas cuestiones: ¿cuál es el nivel óptimo de digitalización? ¿están las redes de distribución siendo digitalizadas de manera eficiente? ¿todas las inversiones en digitalización mejoran el funcionamiento de la red?

Para ello es primero necesario medir la digitalización de las redes de distribución de manera que permita su comparación objetiva, es decir, independientemente de su tamaño. Esto, aparte de dar una visión sobre el estado actual de la digitalización de las redes, podría combinarse con los indicadores actuales de calidad de suministro para tratar de identificar si la digitalización está teniendo el impacto esperado, o si determinadas inversiones resultan más eficaces que otras.

La Unión Europea, a través de la Directiva 2019/944²¹ establece en el artículo 59.1 que los reguladores nacionales deben evaluar las redes de distribución en su desarrollo hacia una *smart grid* que permita altos niveles de eficiencia energética y energía renovables. La Directiva establece que esta evaluación debe basarse en indicadores y publicarse de manera periódica en un informe que incluya recomendaciones. Más recientemente, la necesidad de estos indicadores se vuelve a poner de manifiesto en el “*Digital Action Plan*” de la Unión Europea²².

En las próximas secciones de este documento, se presentan 22 indicadores relacionados con la digitalización y la integración de recursos energéticos

²⁰ Chaves-Avila, J. P., Cossent, R., Gómez, T., López, G., Mateo, C., Rodríguez, N., & Sánchez, M. A. (2021). La digitalización de las redes eléctricas de distribución en España. Fundación Naturgy.

²¹ Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU, code Number: 158 (Jun. 2019).

²² European ommission. (2022). Digitalising the energy system—EU action plan. European Commission. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022DC0552&from=EN>

distribuidos como una propuesta a tener en cuenta en los trabajos llevados a cabo por los reguladores nacionales para cumplir con la directiva europea. Por otro lado, estos indicadores también podrían ser adoptados por los operadores de las redes de distribución para conocer mejor sus redes y como una acción más de transparencia hacia los usuarios de la red, mostrando sus esfuerzos en inversiones de digitalización que están en línea con su compromiso de una mayor seguridad y calidad de suministro eléctrico, y mayores facilidades para la participación de los consumidores y otros usuarios.

A nivel interno de la distribuidora, la información que pueden aportar estos indicadores es relevante para ajustar la digitalización a las necesidades reales de las redes. No hay que olvidar que las redes de distribución se digitalizarán sólo en la medida en que ésta tenga un valor añadido en términos de eficiencia, seguridad de suministro, y sostenibilidad medioambiental. Por tanto, conviene monitorizar este proceso de digitalización, pues cuanto más información esté disponible, mejores decisiones podrán tomarse en este sentido.



3.2 Tipos de indicadores

A la hora de medir la digitalización de las redes eléctricas de distribución, existen dos tipos principales de indicadores: indicadores del “*output*” o resultados de la digitalización, e indicadores del “*input*” o infraestructura de digitalización.

Los indicadores del “*output*” o resultados de la digitalización miden el impacto y el beneficio que la digitalización de la red de distribución ha aportado. Es decir, miden la consecución del objetivo último de la digitalización: conseguir una red de distribución más eficiente, segura, con una mejor calidad de suministro, y que permita una mejor integración de los recursos energéticos distribuidos que realmente permitan avanzar en la lucha contra el cambio climático.

Los indicadores del “*input*” o de infraestructura de digitalización miden el grado de despliegue y uso de tecnologías digitales en la red de distribución. Es decir, miden los medios puestos para mejorar la eficiencia, seguridad, calidad de suministro, e integración de los recursos energéticos distribuidos a través de la digitalización.

Los indicadores que aquí se proponen son en su mayoría del tipo “*input*”, ya que están enfocados en medir el grado de despliegue de la digitalización en las redes de distribución. No obstante, también se proponen indicadores del tipo “*output*”, pues para afrontar el reto de la lucha contra el cambio climático, es necesario medir las ventajas y beneficios que las inversiones en digitalización están aportando. Los indicadores de digitalización e integración de recursos energéticos distribuidos que se proponen complementan a los presentados en el informe precursor²³, algunos de ellos también recogidos en este informe.

3.3 Benchmarking

Existen varias propuestas de indicadores para medir diferentes aspectos de las redes eléctricas de distribución. Además del mundo académico, instituciones como el Joint Research Center (JRC) de la Comisión Europea a través de su Observatorio DSO, asociaciones de empresas distribuidoras y, fuera de Europa, el Departamento de Energía de EE. UU. y el Grupo SP también han realizado propuestas en este ámbito.

El objetivo de este apartado es ofrecer una visión general de estas propuestas, que principalmente consideran indicadores del tipo “*output*”. La Tabla 1 compara cuantitativamente para cada una de las propuestas, cuántos indicadores se proponen y cuántas categorías o dimensiones se definen para organizar los indicadores. La tabla muestra que el número de categorías es aproximadamente el mismo, en el rango de 6-8, mientras que el número de indicadores varía significativamente.

Se plantea cuestiones sobre cuál es el nivel óptimo de digitalización o si las redes están siendo digitalizadas de manera eficiente.

²³ Chaves-Avila, J. P., Cossent, R., Gómez, T., López, G., Mateo, C., Rodríguez, N., & Sánchez, M. A. (2021). La digitalización de las redes eléctricas de distribución en España. Fundación Naturgy.

■ **TABLA 1**

Número de indicadores y categorías según diferentes propuestas.

Propuesta	Número de categorías	Número de Indicadores	Objetivo
Dupont et al.	6	59	Evaluar la “inteligencia” de una red inteligente, incluyendo algunos indicadores relacionados con el intercambio de información, sensores avanzados y otra infraestructura digital.
SP Group Singapur	7	1	Medir la “inteligencia” de las redes de distribución con un único indicador.
Asociaciones de distribuidoras europeas	8	58	Evaluar el desempeño de las “ <i>smart Grids</i> ” a través de 8 indicadores clave y 58 subindicadores.
DSO Observatory del Joint Research Center (JRC)	6	48	Características técnicas y el desempeño de distribuidoras eléctricas en Europa.
Departamento de Energía de EE.UU.	7	134	Medir el avance hacia la red inteligente considerando los distintos actores del sector eléctrico.
Este informe	5	22	Medir el grado de digitalización de las redes de distribución en línea con la Directiva 2019/944.

Dado que el objetivo de este documento no es revisar cada uno de los 300 indicadores propuestos a lo largo de los años, la Tabla 2 mapea las categorías de alto nivel que han

sido utilizadas, resumiendo su alcance. Con respecto a estas categorías, la digitalización es un tema transversal.

■ **TABLA 2**

Benchmarking de los principales indicadores de *Smart Grids* propuestos hasta ahora.

	Dupont et al.	SP Group Singapur	Asociaciones de distribuidoras	DSO Observatory JRC	Departamento de Energía EE.UU
Integración de recursos energéticos distribuidos	●	●		●	●
Productos adicionales, servicios y mercados	●		●	●	●
Coordinación DSO-TSO			●	●	
Control y monitorización		●	●	●	
Herramientas de gestión de la red			●	●	
Fiabilidad del sistema	●	●		●	●
Analítica de datos		●			
Seguridad		●			●
Aumento en la capacidad de decisión del cliente	●	●			●
Optimización de activos	●		●		●
Calidad del servicio	●				●
Planificación de la red			●		
Acceso de datos			●		

Comenzando con la propuesta que define el menor número de indicadores, SP Group Singapur²⁴ proporciona un “índice de *smart grid*” único para medir la “inteligencia” de las redes de distribución que se calcula en base a siete “dimensiones” o categorías²⁵. Aunque se puede suponer que estas dimensiones se evalúan en función de múltiples parámetros, no se enumeran y solo presenta el índice final. A pesar de que toda la información utilizada para calcular el índice se extrajo de fuentes públicas, el proceso no es transparente sobre cómo se miden las diferentes dimensiones, cómo se calcula el índice final en base a éstas y qué fuentes públicas de información se utilizaron.

Además, aunque un solo índice puede servir para comparar las distribuidoras eléctricas a un alto nivel, no brinda suficiente información sobre qué pueden mejorar específicamente, cuáles son las diferencias entre ellas o si necesitan más inversiones en tecnologías digitales. La forma en la que se presenta el índice también puede ser engañosa; como esta “inteligencia” se expresa en porcentaje, sería difícil interpretar una puntuación del 100%, ya que eso significaría que no habría margen de mejora. Y como se ha comentado en numerosas ocasiones, la *smart grid* es más un proceso que un objetivo absoluto.

El informe de la Oficina de Entrega de Electricidad y Fiabilidad Energética del Departamento de Energía de EE. UU.²⁶ presentó 134 métricas para medir el avance hacia la red inteligente desde la perspectiva del sector eléctrico en su conjunto. Estas métricas no se centran exclusivamente en las redes de distribución; también consideran a otros actores del sector (por

ejemplo, *start-ups* en el ámbito de las *smart grids*, clientes, etc.). La aplicación de estas métricas plantearía algunos problemas: primero, muchas de las métricas presentan una gran incertidumbre con respecto a la disponibilidad de información, cómo se medirían y su utilidad final, como por el ejemplo, el Número de productos con certificación de interoperabilidad de extremo a extremo, Número de nuevos estándares, o Número de hogares con red de área doméstica. En segundo lugar, el número de métricas es muy elevado, involucran a diferentes actores del sector y muchas de ellas son difíciles de medir, tal y como el propio informe confirma. El proceso de recopilación de datos de todas las fuentes requeriría un esfuerzo muy importante, que ha de tenerse en cuenta al definir los indicadores finales.

El *DSO Observatory del Joint Research Center* (JRC) de la UE²⁷ mide 48 indicadores que proporcionan una visión detallada sobre las características técnicas y el desempeño de distribuidoras eléctricas en Europa, ofreciendo una comparativa, pero sin centrarse en las capacidades digitales y la infraestructura. Es un ejemplo de la gran cantidad de información técnica que está disponible. Sin embargo, la mayoría de estos indicadores solo aportan una visión general de las características de la red de distribución y dependen del tamaño de la red. Indicadores como el km total de líneas de red por nivel de tensión, el número total de puntos de conexión o el porcentaje de instalaciones fotovoltaicas conectadas por nivel de tensión proporcionan información sobre la infraestructura eléctrica, pero no se pueden usar para comparar objetivamente redes de distribución de distinto tamaño. Por ejemplo, una gran red de distribución

²⁴ CA. Bok Soon, S. Kwong Mian, *Smart Grid Index “How smart is your grid?”* (2018).

²⁵ <https://www.spgroup.com.sg/our-services/network/overview/smart-grid-index>

²⁶ E. Incorporated, *Metrics for Measuring Progress Toward Implementation of the Smart Grid*, Tech. rep., Office of Electricity Delivery and Energy Reliability, Washington, DC (Jun. 2008). URL https://www.energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/Smart_Grid_Workshop_Report_Final_Draft_07_21_09.pdf

²⁷ G. Prettico, A. Marinopoulos, S. Vitiello, *Distribution System Operator Observatory 2020: An in-depth look on distribution grids in Europe*, Tech. rep., JRC, European Commission (2021). URL <https://ec.europa.eu/jrc/en/publication/eur-scientific-and-technical-research-reports/distribution-system-operator-observatory-2020>

tendrá más kilómetros de líneas, más puntos de conexión y, probablemente, más instalaciones fotovoltaicas conectadas por nivel de tensión que una pequeña y, a pesar de esto, no necesariamente significaría que la red de distribución más grande es “más inteligente”.

Desde el punto de vista académico, Dupont *et al.*²⁸ proponen 59 indicadores para evaluar la “inteligencia” de una red, incluidos algunos indicadores relacionados con el intercambio de información, sensores avanzados y otra infraestructura digital. Algunos de estos indicadores también involucran a otros actores aparte de la empresa de distribución (p. Ej., Número de clientes atendidos por empresas de servicios energéticos, Flexibilidad que los agregadores pueden ofrecer a otros actores del mercado, etc.) y, similar al DSO Observatory, otros indicadores que por sí mismos no permitirían una comparación objetiva (p. ej., Número de microrredes en funcionamiento, Número de puntos de carga EV, etc.) pero que sí podrían inspirar otras métricas más elaboradas que lo permitiesen.

Finalmente, las asociaciones de distribuidoras²⁹ europeas proponen 58 subindicadores que se usan en el cálculo de ocho indicadores clave de desempeño. Las descripciones de los indicadores no son muy detalladas. Por ejemplo, el indicador Reconfiguración de la red, se ejemplificaba con lo siguiente: “Efectividad en la prevención de faltas (con respecto a una referencia) ponderada de acuerdo con la relevancia del área”. Esta definición plantea numerosas preguntas: ¿quién define la referencia? ¿Es la misma para cada

distribuidora? ¿Qué método se usa para asignar pesos? ¿Existe una metodología estándar para evaluar la relevancia de un área? Además, no se indican los pesos aplicados a cada subindicador para el cálculo de los ocho indicadores clave, por lo que se desconoce su idoneidad e interpretación una vez calculados.

Como muestra la Tabla 2, los indicadores existentes se centran en el desempeño y los beneficios esperados de una *smart grid*. La mayoría tienen en cuenta aspectos como la confiabilidad del sistema y productos, servicios y mercados adicionales. Lo que todas las categorías o dimensiones tienen en común es que actualmente se están desarrollando mediante la digitalización de la red, pero no proporcionan indicadores simples y específicos para medir esta digitalización. Pueden proporcionar una visión general de cuánto se parece una red de distribución a una red inteligente, pero falta información detallada sobre cómo se logra este desempeño o “inteligencia”.

No todos los indicadores pueden usarse para comparar de manera efectiva y objetiva diferentes redes de distribución y, cuando es posible, la comparación solo proporcionaría una referencia y los objetivos a alcanzar, pero sin evaluar realmente qué infraestructura sería necesaria. Con la elevada inversión que se está llevando a cabo en la digitalización de las redes en los últimos años, esto es esencial para lograr una red inteligente de manera eficiente; no tendría sentido aumentar el despliegue de tecnologías si no se traduce en mejoras del desempeño, la resiliencia o la fiabilidad de la red.

²⁸ B. Dupont, L. Meeus, R. Belmans, *Measuring the “smartness” of the electricity grid, in: 2010 7th International Conference on the European Energy Market*, IEEE, 2010, pp. 1-6.

²⁹ CEDEC, E.DSO, Eurelectric, GEODE, *Smart Grid Key Performance Indicators: A DSO perspective*, Tech. rep. (2021).



*Los indicadores que se proponen se han clasificado en dos grupos principales: **indicadores de digitalización** e **indicadores de integración de recursos energéticos distribuidos**.*

3.4 Indicadores

Los indicadores que se proponen a continuación se han clasificado en dos grupos principales: indicadores de digitalización e indicadores de integración de recursos energéticos distribuidos. Dentro del grupo de los indicadores de digitalización existen cuatro categorías: tres de ellas están relacionadas con los pilares de la digitalización (sensores y actuadores, conectividad, y procesamiento de datos), y la cuarta es una categoría para medir la cultura digital del operador de la red de distribución y sus clientes. En el grupo de indicadores de integración de recursos energéticos distribuidos, se propone una serie de indicadores que, aunque no miden directamente la digitalización de las redes, su progreso sí que depende en gran parte de ésta (indicadores tipo “output”). Estos indicadores, como su nombre indica, se centran en los recursos energéticos distribuidos, incluida la generación renovable, y la capacitación y protagonismo de los consumidores en la gestión de sus usos energéticos.

Los indicadores de sensores y actuadores proporcionan información sobre el tamaño de la infraestructura de control y monitorización en campo. Cuanto mejor es esta infraestructura, más posibilidades tiene la red para ser más “inteligente”. Con el creciente despliegue de recursos energéticos distribuidos y nuevos servicios energéticos, la red de distribución requerirá un radio de acción más amplio y más información para garantizar la correcta operación de la red.

Los indicadores de conectividad muestran el nivel de preparación de la red para comunicarse de manera rápida y fiable no solo con los sensores y actuadores ya implementados, sino también con nuevos dispositivos que puedan instalarse en el futuro, ya sea por la empresa de distribución o por terceros.

Los indicadores de procesamiento de datos dan una idea de qué tan bien

procesa los datos el operador de la red y cómo se aprovechan los datos de los sensores y actuadores para una operación eficiente y segura. Para esta categoría, es importante tener en cuenta las dos categorías anteriores para obtener conclusiones relevantes. Si los indicadores en sensores y actuadores y conectividad son aceptables, pero para procesamiento de datos son bajos (por ejemplo, baja observabilidad de la red), la distribuidora debe mejorar su capacidad para procesar datos, de modo que los sensores y la infraestructura de comunicaciones puedan aprovecharse mejor.

Los indicadores de cultura digital, a pesar de estar más relacionados con el nivel corporativo de la empresa de distribución, muestran si la digitalización de la red va acompañada del desarrollo de las habilidades digitales del personal y de los clientes. Los valores altos en esta categoría mostrarían que tanto los empleados como los clientes encontrarían menos dificultades y resistencia al cambio al implementar nuevas soluciones y servicios de redes inteligentes.

Por último, los indicadores de integración de recursos energéticos distribuidos muestran en qué medida la red de distribución está siendo capaz de integrar la generación renovable, la participación activa de los usuarios, y su nivel de desarrollo como facilitador de la movilidad eléctrica o la electrificación de la demanda térmica mediante bombas de calor.

3.5 Indicadores de digitalización

3.5.1. Indicadores de sensores y actuadores

Los indicadores en este grupo tienen como objetivo medir la digitalización de la red de distribución en términos de despliegue de sensores y actuadores. Estos dispositivos

permiten un funcionamiento más rápido, automatizado y sostenible de la red.

1. Porcentaje de puntos de suministro que cuentan con contadores inteligentes desplegados.

El despliegue de contadores inteligentes permite a los usuarios medir su consumo de manera precisa y remota, y modificar su consumo y potencia contratada (si corresponde) para adaptarlo a los precios y al uso real de la red. Al mismo tiempo, los contadores inteligentes también protegen a los usuarios contra sobrecargas. Además de esto, el operador de la red de distribución puede usar sus datos para detectar y localizar interrupciones de suministro más fácilmente, mejorando considerablemente la calidad del servicio.

2. Porcentaje de subestaciones primarias y de centros de transformación con supervisión.

Identificar casi en tiempo real dónde ha surgido un problema que ha afectado a la operación de la red de distribución ayuda a solventarlo de manera más rápida y eficiente, ya sea de manera remota o desplazando a operarios. Estos indicadores evalúan en qué medida la empresa de distribución eléctrica ha equipado sus subestaciones primarias y centros de transformación con dispositivos y sistemas que permiten monitorizar la red en ese punto.

3. Porcentaje de equipos de maniobra con telemando que se encuentran en MT fuera de subestaciones primarias y centros de transformación, con respecto al total de equipos de maniobra de MT fuera de subestaciones primarias y centros de transformación.

Para operar la red de manera segura, es necesario instalar dispositivos (p. Ej., interruptores y dispositivos de control de tensión) en ciertos puntos de la red y no solo en las subestaciones primarias y centros de transformación. Estos dispositivos con telemando permiten al operador de la red llevar a cabo acciones

de forma remota y reducir el tiempo de interrupción del suministro.

4. Porcentaje de líneas de BT que son supervisadas.

La supervisión de las líneas de distribución de baja tensión puede ser clave para mejorar la operación y confiabilidad de la red. Este indicador mide qué porcentaje de las líneas conectadas a la salida secundaria de los transformadores de distribución (BT) están siendo supervisadas por el operador de la red.

3.5.2. Indicadores de conectividad

Para respaldar el despliegue de sensores y actuadores en la red, los centros de control deben tener la infraestructura de comunicaciones necesaria para enviar órdenes y recibir datos de monitorización de manera segura. Cuanto más rápidas y distribuidas sean estas comunicaciones, más seguro será el suministro eléctrico.

Por ello, dos de los indicadores de este apartado están relacionados con la presencia de conectividad de banda ancha. Qué se considera banda ancha depende significativamente de la tecnología empleada. En general, se suele considerar conexión de banda ancha cuando la velocidad ofrecida es mayor que la de una conexión de discado (*dial-up*, conexión a través de la línea telefónica), es decir, al menos 768 Kbps.

1. Porcentaje de subestaciones primarias y de centros de transformación con banda ancha.

Si bien, actualmente, no es necesario contar con banda ancha en todas las subestaciones y transformadores de distribución, esto es algo a considerar en los próximos años. Con una infraestructura de comunicaciones de banda ancha, las distribuidoras podrán gestionar no solo los dispositivos desplegados por ellas mismas, sino también todos los dispositivos de

gestión y generación/almacenamiento de energía que instalen los usuarios en un futuro próximo. Las comunicaciones más cercanas al tiempo real entre centros de control y subestaciones primarias y centros de transformación (siguiente indicador) permitirán al operador aumentar su conocimiento sobre el estado de su red y ayudarán a aumentar el número de funcionalidades y servicios para los usuarios.

2. Porcentaje de recursos energéticos distribuidos que establecen comunicaciones con la red de distribución para prestar servicios al operador.

Este indicador hace referencia todos los recursos energéticos distribuidos que establecen comunicación con la red de distribución para proveer servicios (por ejemplo, flexibilidad) al operador. Por ejemplo, Sistemas de Gestión de Baterías (BMS), puntos Vehicle-to-Grid (V2G), generación distribuida, etc. Estas comunicaciones dan a los usuarios la posibilidad de tomar un papel activo en el sistema eléctrico si así lo desean.

3.5.3. Indicadores de procesamiento de datos

Estos indicadores están relacionados con el procesamiento de los datos generados por los sensores, transmitidos utilizando la conectividad y luego traducidos en funcionalidades específicas.

1. Porcentaje de red observable mediante estimación de estado por nivel de tensión (media y baja tensión).

La red de distribución eléctrica es increíblemente extensa geográficamente, por lo que no es económica o técnicamente factible tener todos los puntos del sistema monitorizados en todos los niveles de tensión. Observable significa que el operador de la red puede conocer su funcionamiento analizando los datos recopilados (tensión, corriente, potencia, etc.). Mediante la optimización


de la disposición de los sensores y aplicando técnicas matemáticas con los datos disponibles, el estado de las partes de la red que no se están monitorizando directamente se pueden estimar (es decir, estimación de estado del sistema eléctrico) con un reducido margen de error. Este indicador se mediría como porcentaje de subestaciones primarias y centros de transformación cuyo estado se puede conocer.

2. Porcentaje de los activos de red con gemelo digital.

La predicción sobre el comportamiento de equipos o parte de la red permite optimizar la operación y tomar mejores decisiones. Esto se está haciendo actualmente a través de los llamados "gemelos digitales", que pueden entenderse como modelos muy detallados que replican el funcionamiento de los sistemas físicos para analizarlos, optimizarlos y gestionarlos.

A pesar de que se podrían agregar algunos indicadores adicionales relacionados con la cantidad de datos procesados (p. ej., volumen de información procesada frente al volumen de información recopilada durante un período; número de casos de uso basados en análisis avanzado), estos finalmente se han descartado debido a la complejidad de medirlos con precisión y equidad desde un punto de vista práctico. Se ha optado por dar más importancia a la aplicabilidad y potencial de medición de los indicadores de procesamiento de datos que a su exhaustividad.

La predicción sobre el comportamiento de equipos o de parte de la red permite optimizar la operación y tomar mejores decisiones.



Una red de distribución altamente digitalizada no puede aprovecharse totalmente si las personas que interactúan con ella no cuentan con las habilidades y recursos necesarios.

3.5.4. Indicadores de cultura digital

Una red de distribución altamente digitalizada no puede aprovecharse totalmente si las personas que interactúan con ella (por ejemplo, para actividades de planificación, operación o mantenimiento) no cuentan con las habilidades y recursos necesarios. En consecuencia, se proponen los siguientes indicadores de cultura digital.

1. Existencia de un plan de digitalización y persona responsable designada.

La existencia de un plan dentro del operador de la red de distribución para digitalizarla implica que no solo se han estudiado los puntos débiles y aspectos para mejorar la red, sino que existe consciencia de las funcionalidades y servicios potenciales que los usuarios podrían requerir para participar activamente.

2. Porcentaje de empleados y personal de campo que han realizado cursos de formación internos sobre tecnologías digitales y ciberseguridad en los últimos tres años.

Una empresa de distribución que se preocupa por la formación y el aprendizaje continuo de sus empleados significa que valora sus recursos humanos y que sabe que constituyen la base de un funcionamiento eficiente y seguro de la red. Esto sigue siendo esencial, aunque se contrate nuevo personal con habilidades digitales. Es por ello que se propone un indicador relacionado con la formación interna; concretamente, el porcentaje de empleados que han realizado algún curso relacionado con la digitalización (tecnologías, competencias digitales, ciberseguridad, etc.) en los últimos tres años, período razonable para estar actualizados con respecto a los avances en digitalización.

3. Porcentaje del personal de campo con acceso a documentación a través de dispositivos conectados.

Si los técnicos de mantenimiento pueden acceder a toda la información necesaria a través de un ordenador portátil, tableta o teléfono móvil, serán mucho más ágiles y eficientes en la realización de las tareas que si deben llevar papeles y cuadernos actualizados con las especificaciones técnicas de los aparatos y equipos.

Además, también debería ser posible que los trabajadores de campo no solo accedan a esta documentación, sino que puedan editarla cuando encuentren inconsistencias con respecto a la realidad.

4. Porcentaje de la documentación de la red de distribución que es accesible digitalmente.

En relación con el indicador anterior, es importante que, además de los operadores que despliegan dispositivos conectados, la información debe estar disponible en formato digital.

5. Disponibilidad de una plataforma digital para la consulta y ejecución de procedimientos para los usuarios.

Cuando los usuarios tienen la posibilidad de interactuar con la empresa de distribución de manera fácil y online, las barreras para su participación activa se reducen significativamente. También contribuye a mejorar el servicio de atención al cliente de la distribuidora y el tiempo de respuesta a las incidencias notificadas por los usuarios. Este es un indicador binario: si la distribuidora no cuenta con dicha plataforma, sería de 0, y 1 si se dispone de ella.

6. Porcentaje de usuarios de la red que están registrados en la aplicación de datos de los contadores inteligentes y, con respecto a esto, de usuarios activos mensualmente/anualmente.

El primer paso hacia una participación activa de los usuarios en la red de distribución es que muestren interés por su propio consumo eléctrico.

3.6 Indicadores de integración de recursos energéticos distribuidos

Una *smart grid* se caracteriza por facilitar, mediante la digitalización de la red, la integración de energías renovables y vehículos eléctricos y contribuir así a la lucha contra el cambio climático. Al contrario que los indicadores anteriores, los de esta categoría son en su mayoría indicadores del tipo “*output*”, ya que mayoritariamente miden una consecuencia de la digitalización de la red eléctrica de distribución. Es decir, no miden la digitalización de la red de distribución en sí, sino cómo la digitalización de las redes de distribución facilita la integración de recursos energéticos distribuidos y la electrificación de la demanda.

Los indicadores aquí propuestos solo recogen los que guardan una mayor relación con la digitalización de las redes de distribución³⁰.

1. Porcentaje de la demanda participando en servicios de flexibilidad gestionados por la empresa de distribución. Cuantos más clientes estén apuntados a estos servicios, más flexibilidad tendrá la red eléctrica, de manera que pueda aprovecharse al máximo la infraestructura disponible sin necesidad de llevar a cabo grandes inversiones de actualización (por ejemplo, sustituir un transformador por otro de mayor capacidad o sustituir líneas eléctricas). Estos servicios requieren de comunicaciones con los participantes.

³⁰ Los puntos de recarga y las bombas de calor aguas abajo de un contador quedan fuera del alcance de las empresas distribuidoras y, por tanto, de los indicadores aquí propuestos.

2. Porcentaje subestaciones primarias y de centros de transformación con más de X porcentaje de horas en un año con flujo inverso.

Una elevada generación distribuida puede en ocasiones sobrepasar a la demanda conectada a las mismas subestaciones y ocasionar que el flujo de potencia cambie de sentido. Esto puede suponer un reto desde el punto de vista de la operación, ya que muchas protecciones suelen estar configuradas considerando un único sentido del flujo eléctrico. Analizando este indicador junto con indicadores de calidad de suministro, se observaría si la red de distribución está siendo capaz de gestionar de manera adecuada los flujos inversos de la generación distribuida, lo cual requiere de una gran capacidad para monitorizar y actuar sobre la red.

3. Número de puntos de recarga de vehículo eléctrico con acceso público por km² de área de distribución.

La electrificación del transporte es clave para avanzar en la transición ecológica y reducir la contaminación. La *smart grid* debe ser un facilitador del nuevo modelo de movilidad, teniendo la capacidad y la flexibilidad necesaria para habilitar la carga rápida de vehículos eléctricos (requiere mayor potencia eléctrica) en zonas públicas (por ejemplo, las “electrolineras”). Aunque este indicador inicialmente mide el número de puntos de recarga públicos, pudiéndose desdoblar en dos para distinguir puntos de recarga rápida y lenta, el objetivo final debería ser complementar este indicador con la potencia de recarga por km², ya que ésta es la que verdaderamente tiene un impacto sobre la red y afecta a los medios puestos por la empresa distribuidora para afrontar dicho impacto. El 25 de Julio de 2023 se adoptó en la Unión Europea el Reglamento sobre la Infraestructura para los Combustibles Alternativos (AFIR)³¹

que establece que para 2026 se debe contar con una red de puntos de recarga cada 60 km, con potencias mínimas de 150 kW (coches) y 350 kW (camiones) y, para 2030, cada instalación de recarga debe tener una potencia de al menos 600 kW, incluyendo dos puntos con una potencia mínima de 150kW cada uno. Para conectar todos estos puntos de recarga, las redes de distribución eléctrica serán esenciales. Esto muestra el papel fundamental que jugará la potencia de recarga a la hora de evaluar el progreso hacia los objetivos incluidos en el AFIR. Sin embargo, resulta difícil obtener información sobre los puntos de recarga; de hecho, actualmente en España, las empresas distribuidoras no saben si una conexión nueva es para un punto de recarga, ya que no es necesario indicarlo en la solicitud de acceso. Este tipo de información sería relevante, no ya para medir la transición hacia el vehículo eléctrico, si no para la mejor planificación y operación de las redes de distribución: estas instalaciones presentan un perfil de consumo distinto al tradicional, que puede depender de distintos factores (tarifa, carga automática inteligente en función de distintos parámetros, participación en programas de flexibilidad, etc.) y, en el futuro, la introducción o la conversión de estos puntos en instalaciones V2G (*vehicle-to-grid*, que permitirían utilizar las baterías de los vehículos para suministrar energía a la red) podría favorecer la seguridad de la operación de la red. Teniendo todo esto en cuenta, el indicador propuesto basado en el número de puntos de recarga con acceso público podría ser el primer paso hacia un indicador en el futuro más elaborado y completo.

4. Capacidad de conexión de generación distribuida y generación distribuida conectada actualmente (en MW).

La capacidad de una red eléctrica de

³¹ Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo relativo a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos y por el que se deroga la Directiva 2014/94/UE, Parlamento Europeo, PE-CONS 25/23 2021/0223 (COD) (2023). <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/PE-25-2023-INIT/es/pdf>

distribución para alojar generación distribuida es limitada. Este indicador, que en realidad son dos, no tiene como objetivo comparar la red de distribución con otras redes, sino consigo misma; si se mide anualmente la generación distribuida conectada y la capacidad de conexión que existe, se obtiene información sobre cómo la red está evolucionando a lo largo del tiempo y si se está invirtiendo en aumentar la capacidad de conexión de generación distribuida a medida que se siguen conectando recursos.

5. Porcentaje que representa la potencia nominal de baterías instaladas respecto a la potencia de demanda punta en la zona del distribuidor. Aunque en muchos países la conexión directa a la red y el uso de baterías en la red no está regulado,

éste puede resultar clave si queremos aprovechar al máximo las energías renovables intermitentes, como la solar o la eólica, mediante el almacenamiento de su exceso de generación con respecto a la demanda. En España, las solicitudes de conexión de baterías están aumentando y las empresas distribuidoras disponen de datos como la potencia y la capacidad de almacenamiento de la batería conectada para poder tener en cuenta su impacto al operar y mantener la red de manera segura. Este indicador debe analizarse junto con indicadores de desempeño y uso de la flexibilidad aportada por las baterías, pues sería posible que una red de distribución (o parte de ella) presentase un alto valor en este indicador, pero, en la práctica, el uso real de las baterías fuese muy limitado o pocas veces al año.



6. Porcentaje de pérdidas técnicas y de pérdidas no técnicas en la red (sobre el total de energía suministrada).

Este indicador coincide con la información que es solicitada de manera agregada (pérdidas totales) por el regulador a las empresas de distribución eléctrica. Se incluye aquí por estar relacionado también con la digitalización y la integración de recursos energéticos distribuidos. Inicialmente, este indicador se podría cuantificar de manera agregada, tal y como hace actualmente el regulador. Cuando se disponga de una estandarización de los métodos para estimar las pérdidas técnicas, entonces se podría calcular, el indicador tal y como se propone desglosar en pérdidas técnicas y no técnicas. Las pérdidas técnicas de la red son aquellas que se producen debido a la propia infraestructura de red, es decir, por la resistencia eléctrica, pérdidas dieléctricas, pérdidas por inducción de campos electromagnéticos, etc. de los componentes de la red, líneas y transformadores. Por otro lado, las pérdidas no técnicas están relacionados con el fraude (por ejemplo, conexiones ilegales) y errores en la facturación. Una smart grid que está siendo monitorizada en tiempo cuasi-real, en la que hay participación activa de la demanda, generación distribuida, y autoconsumo, podrá monitorizar de forma más efectiva sus pérdidas e identificar las causas que afectan tanto a las pérdidas técnicas como a las no técnicas. Por ejemplo, en escenarios donde una elevada generación distribuida sea superior a la demanda local, puede darse el caso de que la energía se tenga que transportar

para satisfacer una demanda más lejana, incrementando las pérdidas técnicas de las líneas. Asimismo, una mayor monitorización de la red permitirá identificar conexiones ilegales y reducir pérdidas no técnicas.

7. Potencia de las solicitudes de conexión en cola (en estudio/no resuelta).

Uno de los grandes retos a los que se enfrentan las distribuidoras es gestionar las solicitudes de conexión a la red (por ejemplo, por parte de generación renovable distribuida)³². Actualmente, las empresas distribuidoras elaboran mapas donde reflejan la capacidad de las solicitudes que están en proceso de estudio y/o por resolver, por lo que se dispondría de información para medir este indicador. Un indicador que también sería interesante medir en el futuro, relacionado con esto, es el tiempo medio (en días naturales) que pasa desde la solicitud de conexión de un nuevo usuario y su conexión a la red. Sin embargo, este proceso involucra a distintos actores aparte de a la propia distribuidora, que estarían afectando al resultado final del indicador, lo que complicaría el análisis comparativo del mismo.

8. Porcentaje de nuevas conexiones en la red de distribución que tienen conexión flexible.

Una conexión flexible a la red de distribución eléctrica permite al usuario conectarse o desconectarse de la red de manera rápida y sencilla según se requiera, sin que el funcionamiento de la red se vea afectado. Para esto, debe ser posible la comunicación entre el operador de la red y los usuarios con este tipo de conexión.

³² E.DSO, 'Experiences for Optimising Renewables' Integration in the Distribution Grid'. [Online]. Disponible: https://www.edsoforsmartgrids.eu/images/publications/E.DSO_Technology_Paper_RES_Integration_V2.0.pdf?mc_cid=8541071232

3.7 El potencial de los indicadores de digitalización

Los indicadores propuestos tienen numerosas ventajas. En primer lugar, estos indicadores no requieren mucha información ni cálculos complejos, al contrario que con los indicadores centrados en el desempeño. Por ejemplo, en muchos casos las fórmulas de los indicadores existentes implican el cálculo de diferentes pesos para los sumandos, mientras que los indicadores de digitalización propuestos en este documento son en su mayoría porcentajes, más sencillos de calcular e interpretar.

Dado que la remuneración de las empresas de distribución eléctrica está regulada en España, éstas realizan una contabilidad exhaustiva de las inversiones en la red y mantienen un inventario de los activos instalados en las subestaciones primarias y secundarias. Indicadores como "porcentaje de líneas de BT que son supervisadas" podría ser medido por el operador de la red a partir de la información de la que ya dispone. Otros, como "porcentaje de puntos de suministro con contadores inteligentes desplegados" y "porcentaje de subestaciones primarias y porcentaje de centros de transformación con supervisión" ya están siendo medidos actualmente. Por lo tanto, el proceso de medir los indicadores propuestos no debería requerir mucho tiempo a las empresas de distribución.

En segundo lugar, a diferencia de los indicadores de desempeño, la medición de estos indicadores de digitalización no busca la maximización de la digitalización

Los indicadores de digitalización están planteados buscando la optimización de los resultados.

sino, más bien, la optimización de los resultados de la digitalización. Los indicadores de digitalización propuestos, aparte de contribuir a abordar el Artículo 59.1 de la Directiva Europea 2019/944, están en línea con las recomendaciones del *DSO Observatory*, una iniciativa apoyada por el *Joint Research Center (JRC)* que monitorea la evolución de las empresas distribuidoras para fomentar la transición energética³³. Este observatorio recomienda seguir un mismo enfoque a nivel europeo para recopilar datos técnicos de distribuidoras y reflexionar, a nivel de políticas, sobre la idoneidad de la digitalización frente a la expansión de la red. Los indicadores propuestos proporcionarían más información sobre las características de digitalización que podrían medirse para determinar la relación entre desempeño e infraestructura digital.

La digitalización de la red de distribución en su totalidad puede no ser necesaria para conseguir un excelente desempeño y calidad de servicio. De hecho, la digitalización aumenta el riesgo de ciberseguridad y, en ciertos niveles, es posible que no aporte mejoras. Por ejemplo, la fiabilidad de las redes de media tensión, independientemente de la topología de red, no aumenta significativamente para

³³ Pretτικό, G., Marinopoulos, A., & Vitiello, S. (2021). *Distribution System Operator Observatory 2020: An in-depth look on distribution grids in Europe*. JRC, European Commission. <https://ec.europa.eu/jrc/en/publication/euro-scientific-and-technical-research-reports/distribution-system-operator-observatory-2020>

grados de automatización superiores al 20-30%³⁴. Algo que debe evaluarse caso por caso es si el valor añadido de una inversión específica en digitalización es mayor que su riesgo de ciberseguridad.

Al medir la digitalización de diferentes redes de distribución, se podría observar y aprovechar la relación entre el desempeño de la red y su nivel de digitalización, con el objetivo de mantener la eficiencia económica y evitar inversiones excesivas. También ayudaría saber si las áreas que se están digitalizando son las que más lo requieren. Las grandes distribuidoras podrían realizar comparaciones entre sus zonas de distribución con diferentes niveles de digitalización y servicios, y determinar en qué medida la infraestructura digital influye en el desempeño de la red para planificar las nuevas inversiones. En algunos casos, para determinar correctamente la correlación entre los indicadores y el desempeño de la red, puede ser necesario un conocimiento detallado de las particularidades de la zona de distribución analizada.

Desde el punto de vista regulatorio, al medir los indicadores propuestos además de los indicadores de calidad existentes, el regulador podría obtener una visión clara de qué indicadores de digitalización deben mejorarse para mejorar el funcionamiento de las redes de distribución. Con esta información, se podrían identificar grupos de distribuidoras con condiciones de digitalización similares y proporcionar recomendaciones *ad hoc* o incluso diseñar nuevas políticas regulatorias para promover inversiones específicas que demuestren tener una influencia positiva en la red de distribución.

3.8 Desafíos para medir los indicadores

Como se ha comentado, el objetivo principal de los indicadores presentados es complementar los esfuerzos que actualmente los reguladores nacionales de los países miembros de la Unión Europea están realizando para adoptar el Artículo 59.1 de la Directiva 2019/944 que exige evaluar las redes de distribución en su desarrollo hacia una *smart grid* usando indicadores. Dicha evaluación se publicaría de manera periódica incluyendo recomendaciones para mejorar la eficiencia de las redes de distribución, ya sea técnica o económicamente. Independientemente de su exigencia por el regulador, las empresas distribuidoras también podrían decidir adoptar estos indicadores para, internamente, conocer mejor sus redes, o incluso publicar esta información para que los usuarios de la red conozcan mejor sus características.

Aunque la mayoría de los indicadores presentados resultan sencillos de entender y calcular, existen algunos desafíos para su medición y para el aprovechamiento de su potencial:

- **Información disponible.** No todas las empresas distribuidoras recopilan el mismo tipo de información y las diferencias pueden ser significativas según el tamaño de la red. Algunas distribuidoras pueden que no tengan estructurada la información necesaria, es decir, lista para ser procesada, o incluso que no dispongan de esa información por no ser necesaria en la operación diaria.

³⁴ Rodríguez-Calvo, A., Cossent, R., & Frías, P. (2017). *Assessing the potential of MV automation for distribution network reliability improvement. International Transactions on Electrical Energy Systems*, 27(10), e2383. <https://doi.org/10.1002/etep.2383>

Adaptar los procesos y sistemas para que puedan medirse los indicadores puede suponer un esfuerzo inicial significativo.

- **Adopción de los indicadores y participación en su medición.** Uno de los principales retos a abordar para que los indicadores de digitalización resulten lo más útiles posibles y no meros números tiene que ver con su adopción por parte de empresas distribuidoras, y su posterior publicación, de manera que puedan compararse y aprovechar la experiencia de otras redes de distribución en su proceso de digitalización. Cuantas más redes de distribución implementen los indicadores, más y mejores conclusiones se podrán extraer sobre el impacto de la digitalización y la efectividad de las inversiones realizadas. Sin el apoyo de entidades regulatorias o asociaciones de operadores de red, la adopción de un mismo conjunto de indicadores por parte de las empresas distribuidoras es difícil que se lleve a cabo.
- **Homogeneidad en el proceso de medición.** Aunque se ha intentado describir cada uno de los indicadores de manera clara y sencilla, es posible que una extensa adopción de los indicadores provoque diferencias en el proceso de medición. La interpretación de los indicadores puede no ser la misma de una distribuidora a otra, haciendo surgir diferencias sobre qué datos deben ser considerados a la hora de medir los indicadores.
- **Fiscalización de los indicadores.** Aunque no se menciona directamente en la Directiva 2019/944, los reguladores podrían establecer retribuciones en base a estos indicadores, al igual que se hace actualmente con los indicadores de calidad de suministro. Esta fiscalización de los indicadores requeriría la capacidad de ser auditados por el regulador o una

entidad independiente, es decir, que los indicadores, así como las fuentes de información utilizadas para su cálculo deben ser validables.

Todos estos aspectos hacen que medir los indicadores de digitalización no sea sencillo. Sin embargo, los posibles beneficios de su medición y análisis, comentados anteriormente, justificarían el esfuerzo.

3.9 Propuesta para medir los indicadores

A continuación, se propone una posible hoja de ruta a seguir (Figura 3) para afrontar los desafíos anteriores:

1. **Consulta previa a los operadores de redes de distribución y a las entidades regulatorias.** Es imprescindible que cualquier conjunto de indicadores que se vaya a implementar cuente con el apoyo de las empresas distribuidoras, pues son las que mejor conocen las redes, y su colaboración resulta clave. Esta consulta podría llevarse a cabo contactando con asociaciones de distribuidoras como la EU DSO Entity³⁵ o E.DSO³⁶. Puesto que la Directiva 2019/944 establece a los reguladores nacionales como los responsables de esta evaluación, éstos son una parte fundamental del proceso y deberían ser consultados, ya sea de manera individual o colectiva (CEER³⁷).
2. **Determinación del conjunto final de indicadores.** El proceso de consulta previa anterior tiene como objetivo llegar a un acuerdo sobre los indicadores finales que puedan ser aplicables a todas las redes de distribución. Este conjunto final de indicadores podría incluir tantos los indicadores de digitalización aquí presentados, como los indicadores de

³⁵ https://eudsoentity.eu/es_AR

³⁶ <https://www.edsoforsmartgrids.eu/>

³⁷ <https://www.ceer.eu/web/portal/welcome>

La definición y homogeneización de los indicadores, así como su adopción, es fundamental para que resulten realmente útiles.

calidad de servicio tradicionales y otros más enfocados en el desempeño de las redes de distribución, para su posterior análisis conjunto.

3. Definición de fuentes de información.

Mediante la colaboración con las empresas de distribución, habría que definir de dónde se obtiene la información necesaria para calcular los indicadores, de modo que la interpretación sobre la información que cada indicador requiere sea unívoca y evitar así la obtención de resultados que no reflejen la realidad de las redes. Las empresas de distribución no deberían tener dudas a la hora de seleccionar la información para calcular los indicadores y deberían compartir los mismos criterios para ello.

4. Recopilación y cálculo de los indicadores.

Una vez los indicadores han sido acordados y sus fuentes identificadas, es el momento de llevar a cabo su medición. Este proceso puede realizarse inicialmente mediante cuestionarios (documentos de texto, hojas de cálculo), aunque la evolución natural de este proceso, una vez que se haya concluido con éxito en al menos una ocasión, sería utilizar una plataforma web para introducir los datos de los indicadores. Si este proceso es llevado a cabo por el regulador, tal y como indica la Directiva 2019/944, lo mejor sería integrarlo con el sistema de contabilidad regulatoria.

5. Publicación de resultados y recomendaciones.

Para que los indicadores sean efectivos, es necesario que sus resultados estén abiertos al público, aunque sean anonimizados. En base a estos resultados, las empresas distribuidoras podrán sacar sus propias conclusiones, recibir recomendaciones por parte del regulador y de otras entidades (universidades, centros de investigación, empresas consultoras, etc.) y desarrollar sus planes de acción.

■ FIGURA 3

Hoja de ruta simplificada para medir los indicadores.



4. Inversiones en digitalización de redes en España y Europa

Las redes eléctricas y, en especial, las de distribución se sitúan en este momento en el lugar de máxima atención mundial. Para llevar a cabo la transición energética, en sus componentes de producción de origen renovable y electrificación de la demanda, se necesitan redes eléctricas de manera que el desarrollo de los tres factores, producción, demanda y redes debería ir acompasado. Y para todos ellos empleando, de la manera más eficiente, las tecnologías de digitalización disponibles.

En este capítulo se va a reseñar la situación mundial, haciendo hincapié en Europa y en España, teniendo en cuenta los informes más recientes cuyo principal mensaje se resume en que hay que invertir en redes mucho más de lo que se tiene previsto, si se quiere acompasar adecuadamente la transición energética.

Habida cuenta las dificultades de conocer y homogeneizar las inversiones en digitalización, se hace una comparación crítica de las previsiones publicadas y además se analiza el caso español.

Por último, y teniendo en cuenta que las inversiones en redes de distribución deben tener una regulación que admita su carácter de monopolio natural y se dirija al bienestar de la sociedad en general, se comentan las regulaciones existentes en la digitalización de las redes de distribución a nivel europeo, algunos casos de interés especial como Alemania, Países Bajos y Reino Unido, y se detalla el caso español.

4.1 Situación actual

4.1.1. Contexto global

La Agencia Internacional de la Energía (AIE) ha publicado muy recientemente un informe³⁸ donde se analiza el papel de las redes eléctricas en la transición energética. Su principal conclusión es que el retraso en desarrollarlas adecuadamente puede poner en riesgo la consecución de los objetivos establecidos en dicha transición. De hecho, se está constatando el que la falta de redes ya está retrasando la transición. Globalmente, al menos 1,5 TW de capacidad de producción fotovoltaica y eólica con proyectos en avanzado estado se encuentran a la espera de su conexión a las redes. Para Europa, esa cifra se estima en 400 GW, (Figura 4).

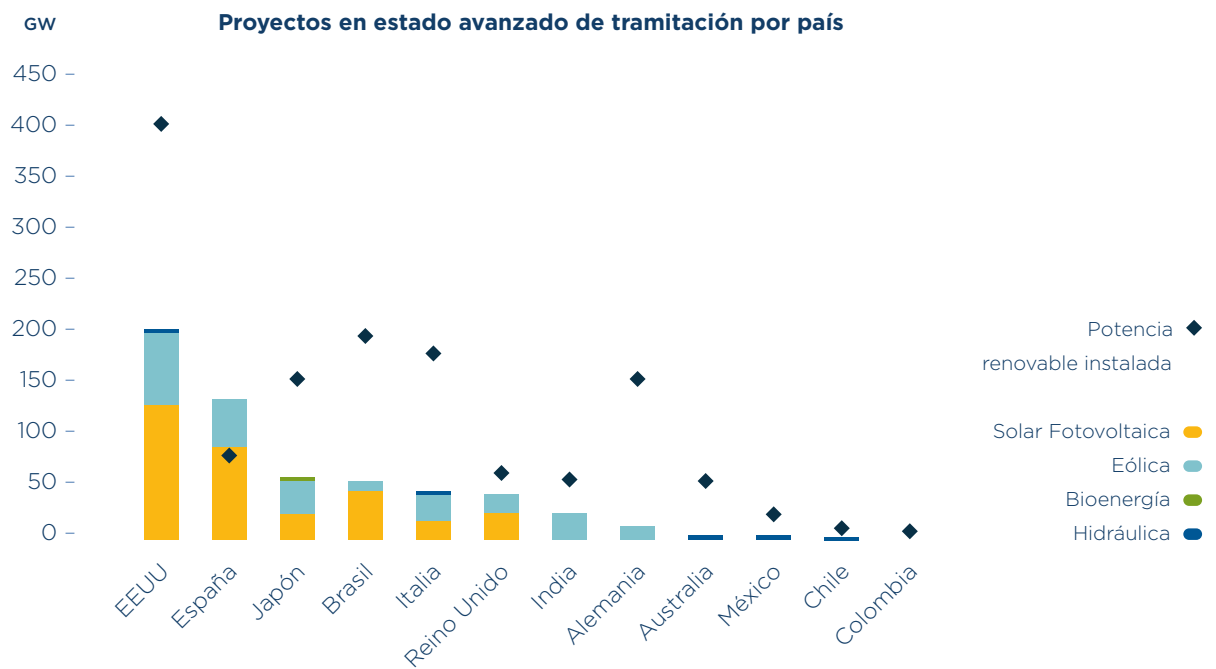
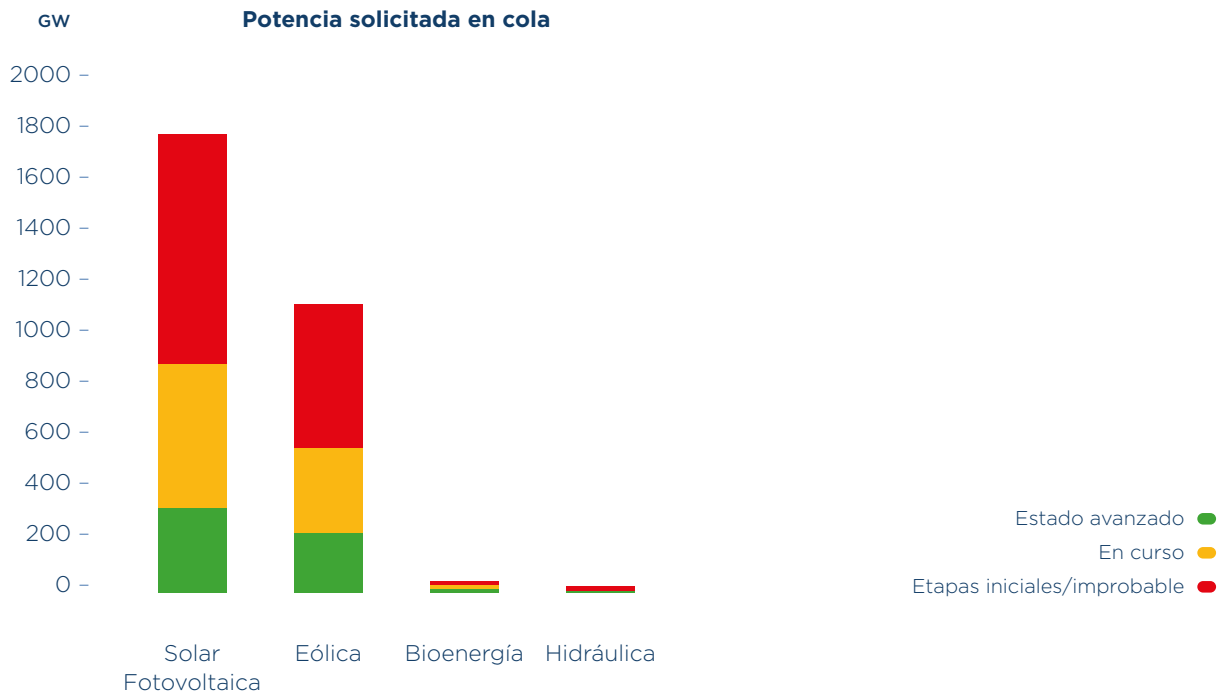
Para llevar a cabo la transición energética, en sus componentes de producción de origen renovable y electrificación de la demanda, se necesitan redes eléctricas de manera que el desarrollo de los tres factores, producción, demanda y redes debería ir acompasado.

³⁸ IEA (2023), *Electricity Grids and Secure Energy Transitions*, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/electricity-grids-and-secure-energy-transitions>, License: CC BY 4.0

FIGURA 4

Capacidad de proyectos de energía renovable en colas de conexión, países y tecnologías.

Fuente: *International Energy Agency (IEA)*³⁹.



³⁹ IEA (2023), *Electricity Grids and Secure Energy Transitions*, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/electricity-grids-and-secure-energy-transitions>, License: CC BY 4.0

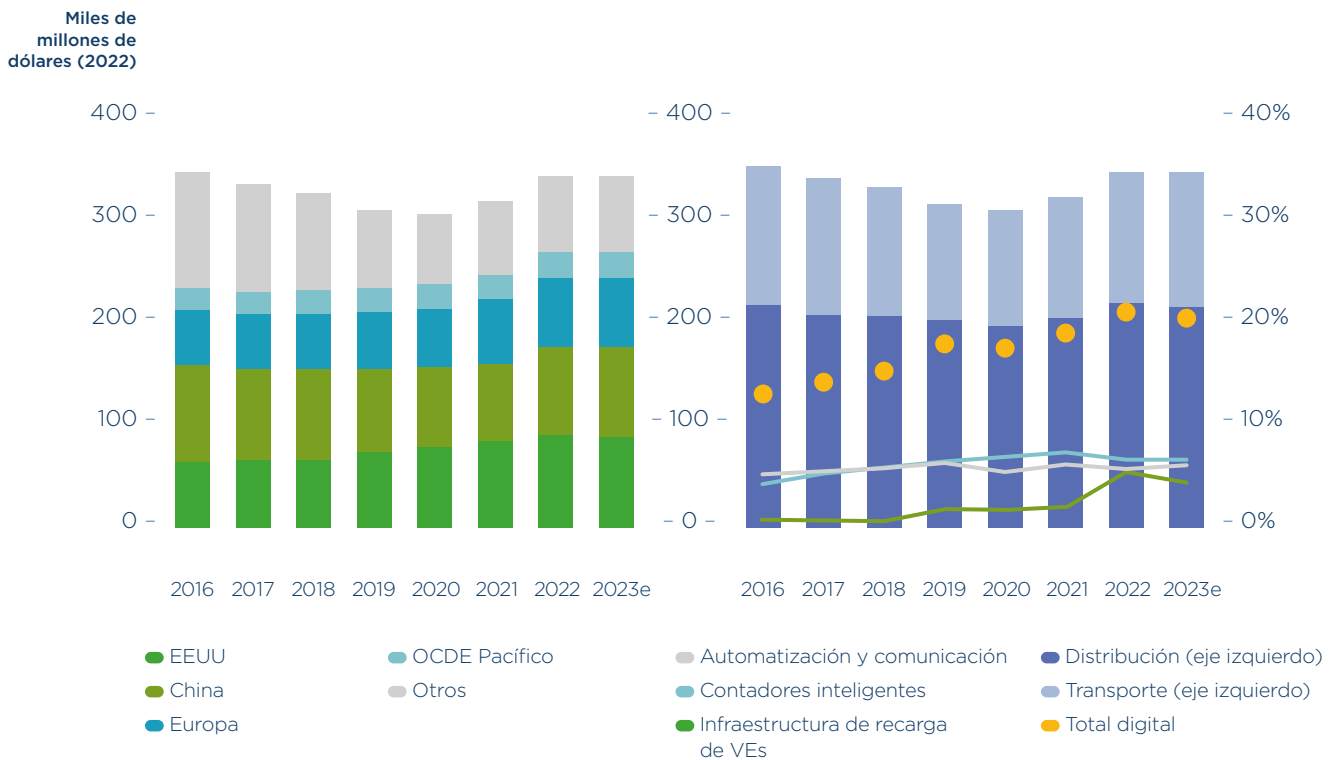
La realidad es que mientras la inversión en producción renovable ha aumentado muy rápidamente, llegando a doblar el valor de 2010, la inversión en redes se ha mantenido estable en el entorno de los 300 mil

millones de dólares anuales, con notables variaciones en regiones diferentes a las de EEUU, China, Europa y OECD Pacífico (Figura 5).

FIGURA 5

Inversión en infraestructura de red eléctrica por situación geográfica (izquierda) y segmento (derecha), 2016-2023.

Fuente: *International Energy Agency (IEA)*⁴⁰.



Notas: automatización y comunicación incluye distribución y transporte; 2023e = valores estimados para 2023.

Fuentes: análisis AIE basado en estados financieros de compañías de transporte y distribución, y Guidehouse (2022).

⁴⁰ IEA (2023), *World Energy Investment 2023*, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2023>, License: CC BY 4.0

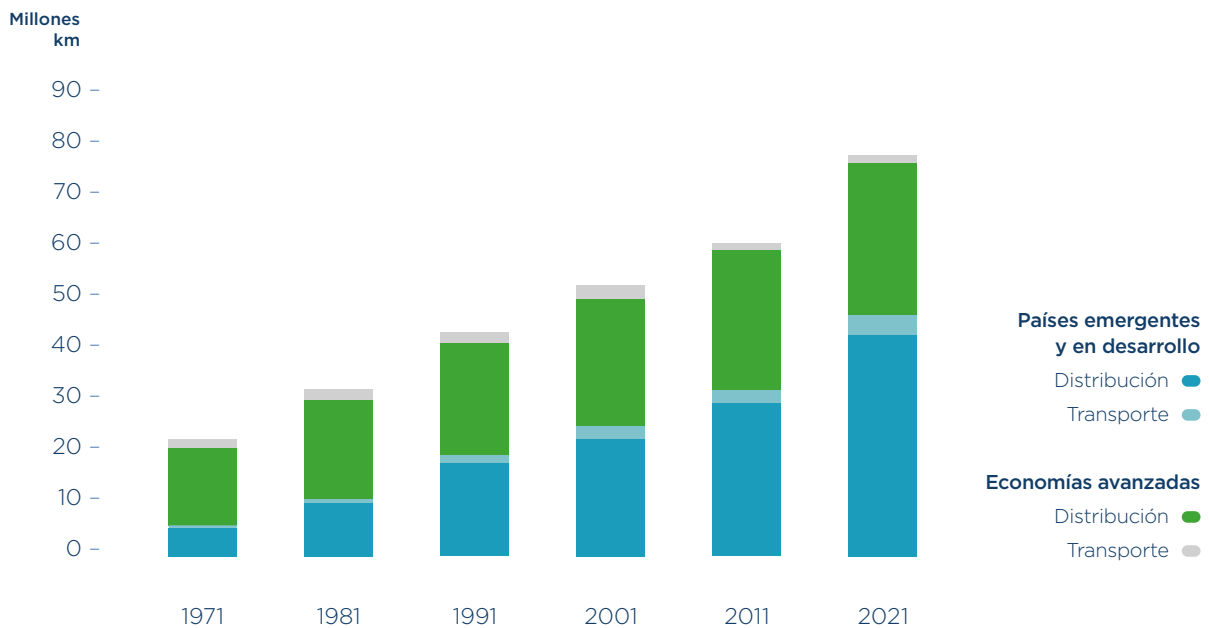
En la misma figura se observa que la mayor inversión se ha destinado a redes de distribución (200 mil millones de dólares), como es lógico habida cuenta de su magnitud. Es muy interesante, a efectos del presente informe, observar la inversión señalada como *“Total digital”* que incluye las tres componentes siguientes: contadores inteligentes, automatización y comunicaciones (para transporte y distribución) e infraestructura para el vehículo eléctrico (VE), apartado éste que puede someterse a debate en cuanto a su naturaleza verdaderamente digital.

Admitiéndolo por ahora y sumando los tres componentes llegamos a una inversión del 20% del total, es decir 60 mil millones de dólares, de los que el 75% se consideran realizados en redes de distribución (es decir, 45 mil millones dólares).

Globalmente, las redes eléctricas alcanzan una longitud cercana a los 80 millones de km de los que unos 74 millones de km (el 93%) son de distribución. En el caso europeo estamos hablando de 11 millones de km en total, de los que 10 millones de km (el 91%) son de distribución (Figura 6).

FIGURA 6

Histórico de la longitud de la red eléctrica global entre 1971 y 2021.
Fuente: *International Energy Agency (IEA)*⁴¹.



Nota: Longitud de líneas.

Fuentes: Análisis IEA basados en *Global Transmission* y *NRG Expert*.

⁴¹ IEA (2023), *Electricity Grids and Secure Energy Transitions*, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/electricity-grids-and-secure-energy-transitions>, License: CC BY 4.0

Pero las inversiones indicadas anteriormente son las registradas hasta el 2022 (y estimadas para el 2023). La AIE llama la atención por el hecho de que, si se mantiene ese nivel de inversión, se va a producir un déficit de inversión en redes respecto de las que deberían alcanzarse en esta década

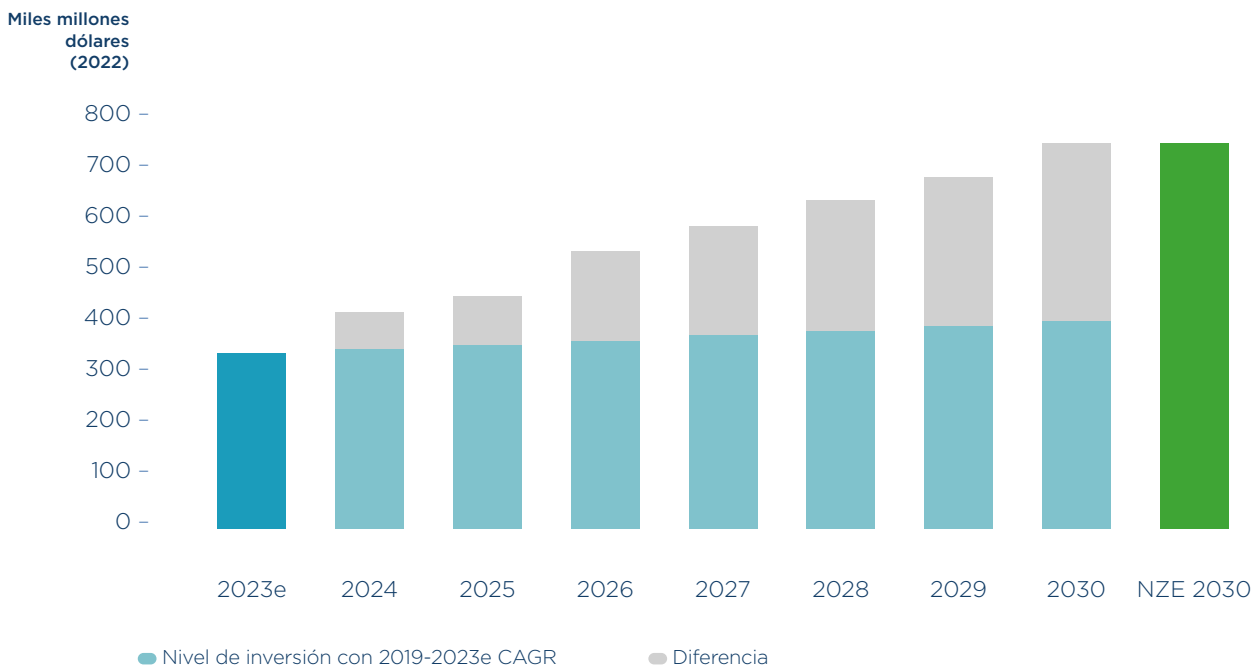
para conseguir el volumen necesario en 2030, de forma que se cumpla la senda NZE (“*Net Zero Emissions*”) para 2050.

De hecho, se necesitaría doblar el nivel de inversiones en el 2030, alcanzando los 750 mil millones de dólares (Figura 7).

FIGURA 7

Nivel de inversión en red con la tendencia de crecimiento actual y el margen para alcanzar la trayectoria del escenario de NZE.

Fuente: *International Energy Agency (IEA)*⁴².



Notas: Estimación IEA aplicando al tasa de crecimiento anual compuesta (CAGR) de 2019 a 2023e a las inversiones en redes entre 2024 y 2030; NZE corresponde al escenario de la IEA “*Net Zero Emissions by 2050*”; 2023e = valores estimados para 2023.

⁴² IEA (2023), *World Energy Investment 2023*, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2023>, License: CC BY 4.0

Con los mismos porcentajes que los descritos para el 2023, se debería alcanzar en el 2030 una cifra de inversiones cercanos a los 500 mil millones de dólares en redes de distribución, de los que se deberían destinar 100 mil millones de dólares a su digitalización.

Es muy cierto que se trata de estimaciones muy globales con pautas de digitalización conservadoras. De hecho, cabe pensar que una aceleración en el desarrollo de las redes inteligentes puede evitar o retrasar una parte de las inversiones en redes. La flexibilidad de la demanda es un ejemplo evidente de ello. Con objeto de acelerar el despliegue de redes inteligentes, la AIE ha publicado un informe⁴³ donde se detallan sus ventajas, así como su posibilidad de disminuir o diferir las inversiones en redes.

4.1.2. Contexto europeo

Enfocando nuestro análisis a Europa, se sigue aceptando como más completo el informe elaborado por Deloitte para Eurelectric y EDSO sobre inversiones necesarias en las redes de distribución para cubrir la transición energética⁴⁴, que estima que en la década 2020-2030 se debe invertir entre 375 y 425 mil millones de euros en redes de distribución (lo que supondría una inversión anual entre 37,5 y 42,5 mil millones de euros) para los 27 países de la UE y el Reino Unido. De ellos, se destinarían a digitalización (incluyendo infraestructura de recarga de VE) en el entorno de 80 a 100 mil millones de euros, lo que supondría una inversión anual en digitalización entre 8 y 10 mil millones de euros (Figura 8).

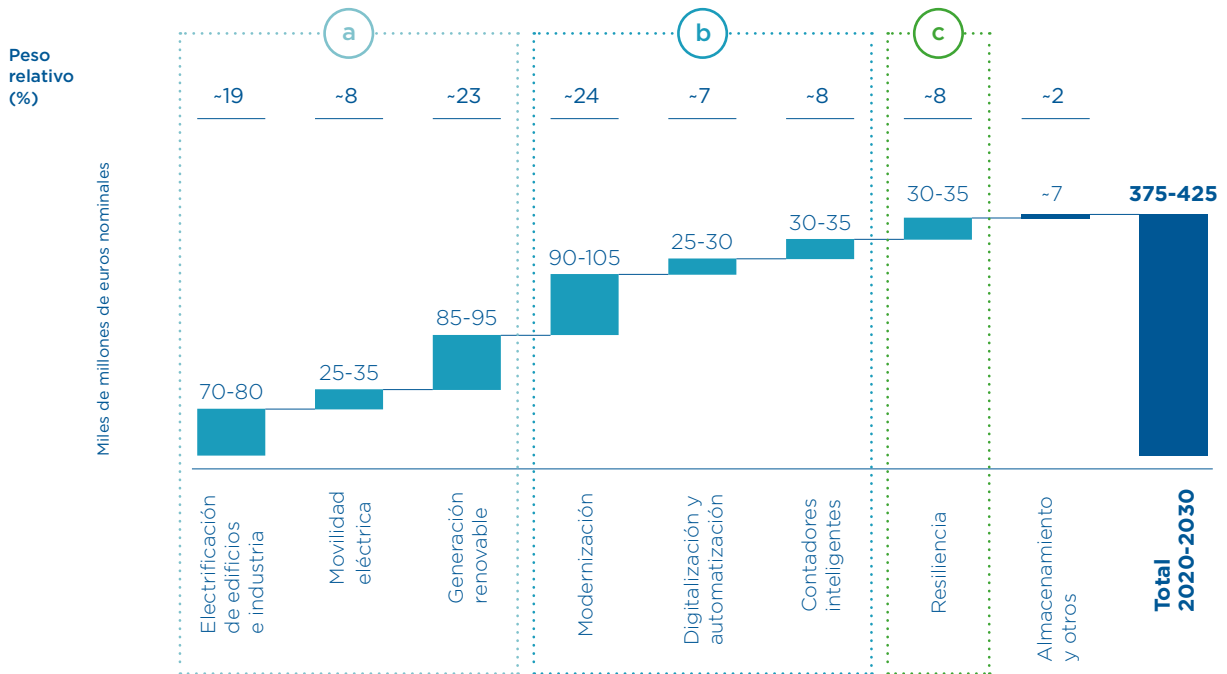


⁴³ IEA (2023), *Unlocking Smart Grid Opportunities in Emerging Markets and Developing Economies*, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/unlocking-smart-grid-opportunities-in-emerging-markets-and-developing-economies>, License: CC BY 4.0

⁴⁴ Monitor Deloitte, Eurelectric and E.DSO. (2021). *Connecting the dots: Distribution grid investment to power the energy transition*, <https://www.eurelectric.org/connecting-the-dots>

FIGURA 8

Inversiones de los operadores de redes de distribución de EU27+UK en redes desglosado por impulsores de la inversión. Monitor Deloitte, "Connecting the dots"⁴⁵.



Source: DSOs and national associations; Monitor Deloitte.

Otro informe elaborado por Accenture para Eurelectric⁴⁶ contempla tres escenarios de descarbonización basados en los objetivos de los programas Fit for 55, REPower-EU y el llamado "acción radical" que busca conseguir el objetivo "Net ZERO" en 2040, comparándolo con un plan de diez años adoptado como base (Figura 9).

La AIE llama la atención de que se puede producir un déficit de inversión en redes respecto de las que deberían alcanzarse en esta década.

⁴⁵ Monitor Deloitte, *Eurelectric and E.DSO. (2021). Connecting the dots: Distribution grid investment to power the energy transition*, <https://www.eurelectric.org/connecting-the-dots>

⁴⁶ Accenture. (2023). *Decarbonisation Speedways [Position paper / Report]. Eurelectric*. <https://www.eurelectric.org/publications/decarbonisation-speedways-full-report>

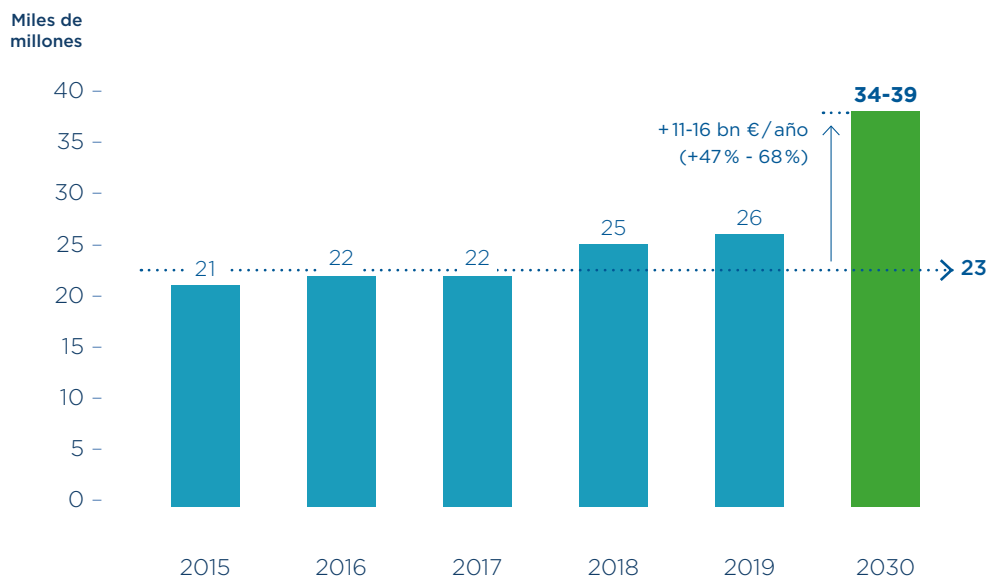


Según documentos de Euroelectric, en Europa serían necesarias inversiones de entre 80 a 100 mil millones de digitalización de redes hasta 2030.

■ FIGURA 9

Histórico de las inversiones anuales (miles de millones) en redes de distribución de EU27+UK e inversiones acumuladas y anuales por escenario basado en demanda de TWh adicional por escenario (miles de millones).

Fuente: Accenture "Decarbonisation Speedways", Eurelectric⁴⁷.



Inversiones GRDs	Acumulado a 2030	Acumulado a 2050	Inversión total por año*	De los cuáles adicionales por año**
TYNDP Escenario DE	€362 - €2.137	€881 - €2.726	€29 - €91	€6 - €68
Inspirado en Fit for 55	€459 - €2.248	€1.012 - €2.874	€34 - €96	€11 - €73
Inspirado en REPowerEU	€566 - €2.369	€1.135 - €3.014	€38 - €100	€15 - €77
Acción Radical	€566 - €2.369	€1.414 - €3.330	€47 - €111	€24 - €88

* Las inversiones por año se han calculado dividiendo el acumulado a 2050 entre 30 años.

** Bajo la hipótesis de que las inversiones planificadas son iguales al promedio histórico 2015-2019 (23 mil millones de euros). Las inversiones adicionales serían las inversiones totales menos este promedio histórico.

⁴⁷ Accenture. (2023). *Decarbonisation Speedways [Position paper / Report]*. Eurelectric. <https://www.eurelectric.org/publications/decarbonisation-speedways-full-report>

Como se observa en el escenario REPowerEU se estima una inversión anual necesaria en redes de distribución entre 38 a 100 mil millones de euros entre 2020 y 2050, cifra comparable a la citada anteriormente de entre 37,5 y 42,5 mil millones de euros anuales indicados en el informe de Monitor Deloitte⁴⁸, de hecho, se basa en buena parte en sus resultados. No se incluye en este informe los datos de inversión en digitalización.

Para completar la visión europea, merecen destacarse dos comunicaciones de la Comisión Europea (CE) que mencionan las inversiones en redes. La más reciente es la publicada en noviembre de 2023 conocida como “Plan de Acción en redes”⁴⁹ donde se confirman las estimaciones de inversión incluidas en el informe de Monitor Deloitte⁴⁸. Contiene 14 acciones propuestas, algunas de ellas dirigidas específicamente a las redes de distribución y entre las que cabe destacar mejoras en su planificación, mayores incentivos regulatorios para su inversión, despliegue de redes inteligentes para facilitar la integración de VE y la consecución de la necesaria flexibilidad de la demanda, mayor difusión en sus fuentes de financiación y mejora necesaria para la obtención de permisos y autorizaciones en su despliegue.

La otra comunicación de la CE a tener en cuenta, publicada en octubre de 2022⁵⁰, conocida como “*Digital Action Plan*”, recoge también las cifras presentadas en el informe de Monitor Deloitte mencionado antes, si bien elevando la cifra de inversiones en

digitalización a 170 mil millones de euros en digitalización (frente a los 100 estimados por Monitor Deloitte), manteniendo la cifra de 400 mil millones de euros en el total de redes de distribución durante la década 2020-2030. Con ello, parece que la CE ha considerado que el esfuerzo en digitalización debe reforzarse, afirmando que el Plan cuenta con uno de sus pilares básicos “la promoción de inversiones en infraestructura eléctrica digital”.

4.1.3. Contexto nacional

Enfoquemos ahora el análisis al caso español. La principal referencia debe ser el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)⁵¹ publicado en enero de 2020 y que cubre el periodo entre 2021 y 2030, en el que, del total de 241 mil millones de euros de inversiones previstas para cumplir sus objetivos, se destinan al capítulo de Redes y Electrificación 58,6 mil millones de euros (24% del total). No resulta fácil deducir la parte de esa inversión prevista que debe dedicarse a redes de distribución y mucho menos a su digitalización. Sí hay una mención específica a su importancia en el apartado de “Digitalización y gestión” dentro de la Medida 1.3 “Adaptación de redes eléctricas para la integración de renovables”, pero sólo cualitativamente, sin aportar cantidad alguna. De hecho, se indica (en su página 90): “Un mecanismo para su empleo son los esquemas de retribución de las actividades de distribución y transporte de electricidad que permitan el necesario avance en digitalización”.

⁴⁸ Monitor Deloitte, Eurelectric and E.DSO. (2021). Connecting the dots: Distribution grid investment to power the energy transition, <https://www.eurelectric.org/connecting-the-dots>

⁴⁹ European Commission. COM (2023). Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions: Grids, the missing link—An EU Action Plan for Grids. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=COM:2023:757:FIN>

⁵⁰ European Commission. (2022). Digitalising the energy system—EU action plan. European Commission. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022DC0552&from=EN>

⁵¹ Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2020). Estudio Ambiental Estratégico. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC). https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/ministerio/planes-estrategias/plan-nacional-integrado-energia-clima/plannacionalintegradodeenergiayclima2021-2030_tcm30-546623.pdf

Posteriormente a la publicación del PNIEC y con motivo de la aprobación de los nuevos instrumentos comunitarios de financiación “*Next Generation EU*”, se ha elaborado el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia” (PRTR)⁵², publicado en junio de 2021, estableciendo para el periodo hasta 2026 una inversión pública de 140 mil millones de euros que esperan movilizar hasta 500 mil millones de euros de inversión privada. En su primera fase, que integra las inversiones en el periodo 2021-2023, se prevé una cifra

total de 69,52 mil millones de euros, en todas las áreas económicas. Y es aquí donde se incorpora, por primera vez, la necesidad de financiar la digitalización de las redes de distribución en España. Concretamente, su octavo componente “Infraestructuras eléctricas, promoción de redes inteligentes y despliegue de la flexibilidad y el almacenamiento”, prevé unas inversiones como se indica en la siguiente tabla más explicadas y detalladas en la Adenda al PRTR⁵³, publicada en septiembre de 2023.



⁵² Gobierno de España. (2021). Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR). https://www.lamoncloa.gob.es/temas/fondos-recuperacion/Documents/30042021-Plan_Recuperacion_%20Transformacion_%20Resiliencia.pdf

⁵³ Gobierno de España. (2023). Adenda. Segunda fase del PRTR del Reino de España. Impulso a la industrialización estratégica. https://www.fondoseuropeos.hacienda.gob.es/sitios/sgfe/es-es/Documents/02102023_adenda_plan_recuperacion_documento_completo.pdf

C.8.11 **Despliegue del almacenamiento energético**, a través del lanzamiento de iniciativas de apoyo e inversión necesarias para el desarrollo del almacenamiento a gran escala, impulso del almacenamiento detrás del contador e integrado sectorialmente, iniciativa pública de creación de un clúster verde para el desarrollo tecnológico e industrial del almacenamiento en España, abierta a la participación.

C.8.12 **Digitalización de las redes de distribución para su adecuación a los requerimientos necesarios para acometer la transición energética** con el apoyo a la inversión en digitalización para las redes de distribución de manera a adecuarlas a los requerimientos necesarios para acometer la transición energética.

C.8.13 **Nuevos modelos de negocio en la transición energética** mediante inversiones y mecanismos de apoyo dirigidos al impulso de nuevos modelos de negocio para la transición relacionados con el despliegue del almacenamiento energético, así como la gestión de su segunda vida y reciclado, la gestión de la demanda, agregadores, servicios de flexibilidad, acceso al dato y sandboxes.

(Millones de €)	1ª Fase (2021-2023)	2021	2022	2023
Inversiones en C.8.11	684	107	289	288
Inversiones en C.8.12	525	227	148	150
Inversiones en C.8.13	156	33	62	61
TOTAL C.8 (PRTR)	1.365	367	499	499

Es decir, inversiones de 525 millones de euros en tres años para la digitalización de las redes de distribución, que cuentan con financiación plena de este Programa y son adicionales a las ya previstas en los planes a presentar en el marco legal de retribución, según el Real Decreto 1125/2021⁵⁴, por el

que “se regula la concesión de subvenciones directas a las empresas distribuidoras de energía eléctrica, para la realización de inversiones en digitalización de redes de distribución de energía eléctrica y en infraestructuras para la recarga de V.E. con cargo a los fondos del PRTR”.

⁵⁴ Real Decreto 1125/2021, de 21 de diciembre, por el que se regula la concesión de subvenciones directas a las empresas distribuidoras de energía eléctrica para la realización de inversiones de digitalización de redes de distribución de energía eléctrica y en infraestructuras para la recarga del vehículo eléctrico con cargo a los fondos del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, Pub. L. No. Real Decreto 1125/2021, BOE-A-2021-21107 158507 (2021). <https://www.boe.es/eli/es/rd/2021/12/21/1125>

Por último, contemplando el caso español, en julio de 2023 se ha publicado un Borrador de actualización del PNIEC para el periodo 2023-2030⁵⁵ en el que se separa en dos el capítulo de Redes y Electrificación, destinando un 18% (52,95 mil millones de euros) a Redes y un 12% (35,28 mil millones de euros) a Electrificación, del total previsto ahora de 294 mil millones de euros. En este momento, el Borrador del Plan se encuentra en fase de consulta pública, si bien no se espera sufra grandes cambios. En su Medida 1.7 “Adaptación de redes eléctricas para la integración de renovables” se incluye la inversión en redes de transporte por un valor de 4,5 mil millones de euros⁵⁶, prevista por REE en el “Plan de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica 2021-2026”, ya aprobado, que supone una inversión media anual de 759 millones de euros. Respecto de la digitalización y gestión se indica:

“El diseño y la operación de las redes de transporte y distribución deberán hacer frente a retos importantes como la existencia de una mayor generación distribuida y con niveles de intermitencia superiores a los actuales, así como la transformación del modelo tradicional de flujos de energía unidireccionales desde los centros de generación hacia un modelo de flujos bidireccionales e intermitentes.

Asimismo, para optimizar las inversiones en un contexto de fuerte penetración de renovables y electrificación creciente de la economía, las redes deberán llevar a cabo un importante proceso de digitalización que les permita mejorar sus sistemas de monitorización, control y automatización. Adicionalmente, la digitalización de las redes permitirá llevar a cabo una efectiva

gestión de la demanda e integrar nuevos servicios para los consumidores como son los sistemas inteligentes de recarga, el almacenamiento o los agregadores de demanda.

Con el objeto de acometer la transformación de las redes de distribución hacia otras más digitalizadas, la Circular 6/2019 de Retribución de la Distribución, introdujo una componente que valora las inversiones en digitalización, imprescindibles para que los servicios de flexibilidad operen, y que permiten además la conversión de las redes tradicionales en redes inteligentes”.

Sin embargo, no se encuentra explicación de la cifra 52, 95 mil millones de euros para inversiones en Redes citándose tan sólo en la página 430 del borrador⁵⁷ que la “información base de las inversiones en redes de transporte y distribución provienen de Red Eléctrica”. Como también deben encontrarse incluidas las redes de gas, no es posible conocer las inversiones

Un esquema adecuado de retribución de las actividades de distribución y transporte de electricidad es necesario para permitir el imprescindible avance en digitalización.

⁵⁵ Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (Junio 2023). Borrador de actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030.

⁵⁶ Esta cifra se ve aumentada hasta los 6,9 mil millones en la Medida 4.5 del mismo PNIEC y recientemente el MITECO anuncia haberla aumentado hasta los 7,4 mil millones.

⁵⁷ Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (Junio 2023). Borrador de actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030.

previstas en las redes de distribución y menos aún en su digitalización. Al menos, sí se indica que en las cifras previstas en esta actualización del PNIEC se incluyen las citadas anteriormente para el PRTR. De hecho, la CE acaba de hacer públicos sus comentarios al borrador de actualización del PNIEC en un documento⁵⁸ en el que, entre otras cosas, solicita más información sobre las inversiones previstas, con un desglose más detallado y una indicación de cómo se van a financiar. Además, se pide más información sobre cómo se pretende conseguir la flexibilidad prevista en el Plan.

Por el momento, los únicos datos disponibles que nos permiten aventurar un orden de magnitud son los incluidos en los preceptivos informes anuales que elabora la CNMC sobre los planes trianuales de inversión presentados por las empresas distribuidoras.

Es importante recordar que el total de inversión en redes de distribución está limitado al 0,14% del PIB español de manera que los resultados recogidos en los informes, donde también se incluyen las inversiones autorizadas por el PRTR son:

(Millones de €)	2021	2022
Inversión límite	1.692	1.837
Adicional por PRTR	227	148
TOTAL	1.919	1.985

No se ha publicado aún por la CNMC al informe correspondiente al trienio 2023-2025 y por ello, no se pueden reflejar los datos de 2023.

Por otra parte, no es posible determinar la cuantía de inversión en digitalización salvo en el caso de la correspondiente al PRTR, que consideramos totalmente en esa categoría.

En la referencia citada para el caso europeo (informe de Monitor Deloitte) se indica una inversión prevista en España, durante la década 2020-2030, de 22.000 millones de euros en redes de distribución, (lo que supone una media anual de 2.000 millones de euros), con los siguientes componentes:

Para renovables y electrificación	9.000 millones €
Renovación y digitalización	12.000 millones €
Resiliencia	1.000 millones €

⁵⁸ C(2023) 9603 Final (18.12.23) *Commission Recommendation on the draft updated integrated national energy and climate plan of Spain covering the period 2021-2030 and on the consistency of Spain's measures with the Union's climate-neutrality objective and with ensuring progress on adaptation.*

La primera conclusión obvia es que dicha estimación está de acuerdo, en sus valores totales, con los datos autorizados por la CNMC para los años 2021 y 2022. Sin embargo, hay una enorme discrepancia en cuanto al esfuerzo necesario en digitalización que deberá someterse a un análisis más detallado, cuando se vayan publicando, al menos en su forma agregada, los datos correspondientes al detalle requerido en la Circular 6/2019 de la CNMC⁵⁹ para las denominadas “Tipo 2. Inversiones en digitalización y automatización de las redes necesarias para la transición energética”, que se menciona a continuación.

4.2 Partidas componentes de la inversión en digitalización

Las redes eléctricas son un monopolio natural, por lo tanto, la distribución de energía eléctrica es una actividad regulada que requiere la definición de los ingresos permitidos por parte de un agente regulador. En España la CNMC se encarga de definir el modelo retributivo de los gestores de la red de distribución (GRD).

El modelo retributivo vigente en la actualidad es el establecido en la circular 6/2019⁵⁸ de la CNMC. La retribución es el resultado de la suma de varios términos entre los que se incluyen, inversiones para el desarrollo y la renovación de la red, inversiones en centros de control, inversiones en terrenos, gastos de operación y mantenimiento y otras tareas reguladas (e.g. lectura de contadores, atención telefónica, etc.). Adicionalmente, se incluyen incentivos para la mejora de

calidad de suministro y la reducción de pérdidas en la red.

Las inversiones son retribuidas a lo largo de la vida útil de los activos. Esta retribución es la suma de la amortización de los activos y una retribución financiera sobre la base de activos, que se calcula aplicando una tasa de retribución financiera. Esta tasa de retribución financiera la establece la CNMC⁶⁰ en el nivel que considera atractivo calculado con una metodología basada en el WACC (*Weighted Average Cost of Capital* o Coste Medio Ponderado de Capital), que considera el nivel de riesgo de la actividad de distribución desempeñada por los GRD.

El modelo retributivo español para los gestores de la red de distribución reconoce diferentes categorías de activos en los que pueden invertir los GRD. Entre estas categorías, se encuentran las inversiones Tipo 2 “Inversiones en digitalización y automatización de las redes necesarias para la transición energética, asociadas a sistemas inteligentes (*Smart Grids*), telegestión y los sistemas técnicos de gestión asociados a ambos.” Estas inversiones se reconocen basándose en su valor real auditado tras su puesta en servicio, y anualmente se retribuyen mediante la suma de la amortización y la tasa de retribución financiera aplicada al valor neto del activo, tal y como explicamos anteriormente. Al igual que las inversiones en otros activos de red, estas inversiones son incluidas en la base de activos dos años después de su puesta en funcionamiento. La tabla a continuación muestra las categorías de activos reconocidos bajo inversiones del tipo 2 según la circular 6/2019 de la CNMC⁵⁸, incluyendo conceptos según la actualización posterior

⁵⁹ CNMC, ‘Circular 2/2019, de 12 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y regasificación, transporte y distribución de gas natural.’

⁶⁰ CNMC (2019), Circular 6/2019, de 5 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-18261.

definidos en la circular 8/2021⁶¹, además, se realiza una comparativa con las categorías consideradas como inversiones en

digitalización en los informes de la Agencia Internacional de la Energía⁶² y de Monitor Deloitte⁶³.

■ **TABLA 4.2**

Comparación de las inversiones incluidas dentro de la categoría de digitalización por diferentes agencias.

	CNMC (Circular 6/2019)	Agencia Internacional de la Energía⁶²	Deloitte, Eurelectric y EDSO⁶³
Contadores inteligentes	Telegestión	Contadores inteligentes	Contadores inteligentes
Sensorización y monitorización de red	Sistemas de supervisión avanzada en media y alta tensión		Automatización a nivel de subestación/monitorización de red
Sistemas de información (Ciberseguridad, procesamiento y almacenamiento de datos)	Ciberseguridad y publicación de capacidad de acceso	Automatización y comunicaciones	Gestión de datos
Equipos y sistemas de comunicaciones.	Equipos y sistemas de comunicaciones asociados al telecontrol específicos de la digitalización de las redes.		
Automatización de centros de transformación	Sistemas de supervisión avanzada en baja tensión		Modernización
Modernización/reemplazo de activos de red (líneas, CTs, etc)	Transformadores de tensión variable		
Infraestructura del vehículo eléctrico	Recarga de vehículo eléctrico	Infraestructura de vehículo eléctrico	
Baterías	Baterías		

⁶¹ CNMC (2021) Circular informativa 8/2021, de 1 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de petición de información a las empresas distribuidoras de energía eléctrica para la supervisión y cálculo de la retribución de la actividad. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-21003

⁶² IEA (2023), *World Energy Investment 2023*, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2023>, License: CC BY 4.0

⁶³ Monitor Deloitte, Eurelectric and E.DSO. (2021). *Connecting the dots: Distribution grid investment to power the energy transition*, <https://www.eurelectric.org/connecting-the-dots>



Puede observarse que las inversiones categorizadas como tipo 2 por la CNMC coinciden en gran parte con las categorías mostradas en los informes de IEA y Monitor Deloitte, considerando tanto contadores inteligentes como automatización y comunicaciones. La clasificación realizada por la CNMC tiene mayor nivel de detalle con lo que estas categorías quedan divididas en subcategorías aportando mayor claridad. Tanto la CNMC como la IEA incluyen también la inversión en infraestructura del vehículo eléctrico como inversiones en digitalización, claramente en su acepción de vinculación con la transición energética. Monitor Deloitte considera una categoría de modernización y reemplazo de activos de red (e.g., transformadores y líneas), bajo esta

categoría la CNMC considera únicamente los transformadores de tensión variable mientras que otros reemplazos de activos estarían categorizados como inversiones convencionales y no digitalización. Por otro lado, La CNMC es la única que considera las baterías como inversiones en digitalización, de nuevo entendiéndose como activos vinculados con la transición energética.

En la memoria justificativa de la circular 6/2019⁶⁴, la CNMC muestra las inversiones de tipo 2 realizadas por los gestores de la red de distribución en España en los años 2016 y 2017, últimos años auditados publicados por la CNMC, (ver Figura 10, donde se presentan los valores porcentuales de las inversiones tipo 0, tipo 1 y tipo 2 realizadas por

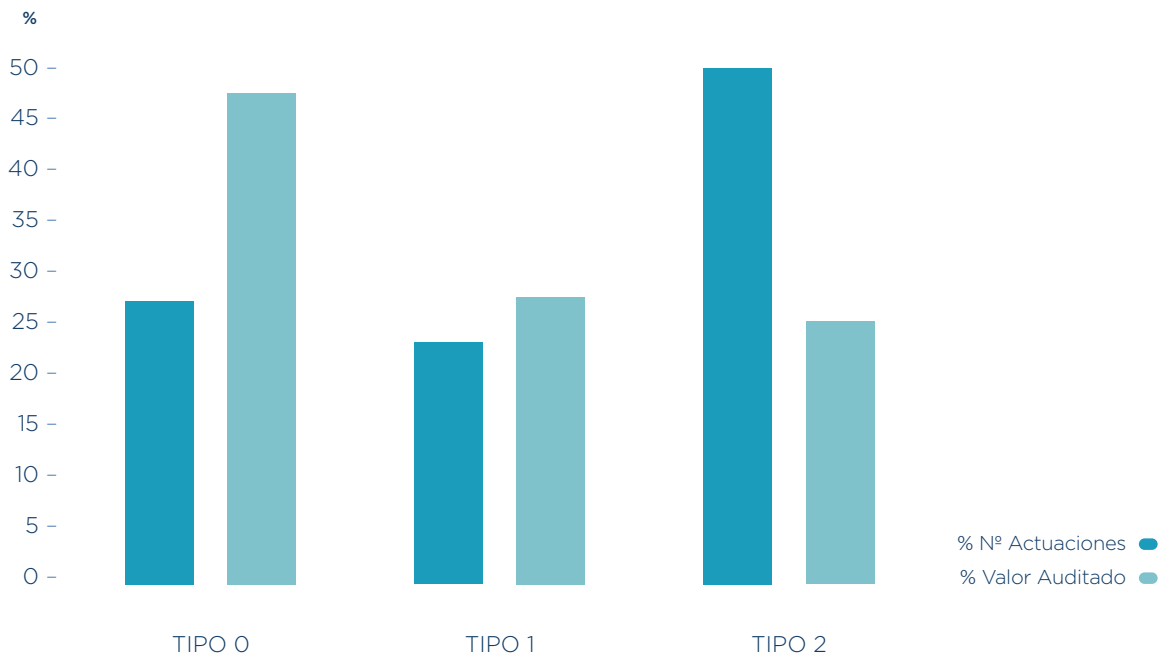
⁶⁴ CNMC (2019) Memoria justificativa de la circular de la comisión nacional de los mercados y la competencia por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica. https://www.cnm.es/sites/default/files/2782097_20.pdf

los GRD⁶⁵). Estas inversiones de tipo 2 representaron un 25% del total de las inversiones en red realizadas por los GRD, similar a la tendencia mostrada en el informe de la Agencia Internacional de la Energía para el año 2023, que indicaba aproximadamente un 20% de inversiones en red dedicadas a la categoría “Total digital”. Cabe destacar que la comparación de categorías entre ambos informes no es exacta como motivamos anteriormente. Así mismo, el porcentaje de la Figura 10 para las inversiones TIPO-2, se muestra comparable a lo indicado en el informe de Monitor Deloitte en cuanto al porcentaje de inversión necesario en digitalización hasta el año 2030, si sumamos las categorías

de digitalización, contadores inteligentes, infraestructura para el vehículo eléctrico y baterías del informe de Deloitte, resulta aproximadamente un 25% del total de la inversión en redes. Sin embargo, al analizar esta comparación es preciso tener en cuenta que la implantación de contadores inteligentes y sistemas de telegestión en España terminó en 2018. Por lo tanto, este tipo de inversiones en los años inmediatamente anteriores a 2018 mostradas en la figura 10, presumiblemente estará influenciado por este hecho. No se dispone de información públicamente accesible que permita analizar la tendencia en años posteriores al 2018.

FIGURA 10

Número de actuaciones de los GRD en España y valor auditado de las mismas por la CNMC.
Fuente: CNMC.



⁶⁵ La CNMC categoriza las inversiones en activos de red en: tipo 0 para nuevas instalaciones o renovaciones de estas por un valor de al menos el 85% del valor de referencia del activo, tipo 1 para instalaciones que no se realicen a coste completo y tipo 2 para inversiones en digitalización y automatización de las redes según explicamos anteriormente.

En la próxima sección mostraremos otros aspectos regulatorios relevantes y el grado de adaptación del esquema retributivo de los GRD en España con respecto a la regulación europea.

4.3 Desafíos y recomendaciones desde la regulación

4.3.1. Impulso al uso de flexibilidad y la digitalización desde la regulación europea

La regulación de los estados miembros debe estar sujeta a las directrices dadas por la regulación europea. Tal y como indica el consejo de reguladores de energía europeos (CEER)⁶⁶, “Las decisiones de los GRD a la hora de planificar, ampliar y gestionar sus redes están guiadas por los incentivos del régimen de ingresos/remuneración y los requisitos regulatorios directos.” Bajo esta misma premisa, los esquemas retributivos de los GRD en la mayoría los países europeos incluyen incentivos a la mejora de la calidad de suministro y la reducción de pérdidas de energía en la red de distribución. Durante la transición energética, a la par que un aumento en la inversión en digitalización, se espera un incremento de las inversiones en redes y de los costes operativos de los GRD, por lo tanto, no es de extrañar que el reglamento europeo relativo al mercado interior de la electricidad 943/2019⁶⁷ en su artículo 14 indique que las metodologías de remuneración de los gestores de red deben proveer incentivos para la innovación, en interés del consumidor, en ámbitos como la digitalización, los servicios de flexibilidad y las interconexiones. En este mismo sentido,

Durante la transición energética se espera un incremento de las inversiones en redes y de los costes operativos de los gestores de redes de distribución, por lo que las metodologías de remuneración de los gestores de red deben proveer incentivos, de acuerdo al reglamento europeo.

la directiva europea del mercado eléctrico 944/2019⁶⁸ indica la necesidad de adaptar los esquemas retributivos de los GRD en los países de la UE a los nuevos desafíos. La directiva remarca la necesidad de incentivar las soluciones de flexibilidad, como puede ser el uso de la demanda flexible, para retrasar los refuerzos de red cuando ello resulte ser la alternativa más eficiente. Algo que resulta de especial importancia dadas las previsiones de grandes inversiones necesarias durante los próximos años indicadas en los diversos informes discutidos en la sección 4.1.

Otra exigencia regulatoria por parte de la directiva 944/2019 en su artículo 32.3, se refiere a los planes de desarrollo de red que deben elaborar periódicamente los

⁶⁶ CEER (2022) *DSO Procedures of Procurement of Flexibility*. <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/f65ef568-dd7b-4f8c-d182-b04fc1656e58>

⁶⁷ Parlamento Europeo (2019) reglamento (UE) 2019/943 del parlamento europeo y del consejo de 5 de junio de 2019 relativo al mercado interior de la electricidad <https://www.boe.es/doue/2019/158/L00054-00124.pdf>

⁶⁸ Parlamento Europeo (2019), 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 <https://www.boe.es/doue/2019/158/L00125-00199.pdf>

GRD. La directiva requiere que los GRD presenten los planes de desarrollo de redes a la autoridad reguladora al menos cada dos años. Los planes deben incluir las inversiones necesarias para los próximos cinco a diez años. Estos planes permitirán identificar el desarrollo requerido de la digitalización de las redes en los próximos años y su actualización bianual permitirá adaptarse a la incertidumbre implícita de los escenarios futuros, así como a otros eventos disruptivos que puedan ocurrir, de los cuales tenemos ejemplos, tales como la pandemia COVID-19, la guerra de Ucrania, o el repunte de la inflación.

La directiva 944/2019 también requiere que el plan de desarrollo de la red detalle las principales infraestructuras de red requeridas para conectar nuevas instalaciones de generación, nuevas demandas y puntos de recarga para vehículos eléctricos. A su vez, el plan debe incluir el uso de medidas, tales como respuesta de la demanda, eficiencia energética, instalaciones de almacenamiento de energía u otros recursos, que el GRD podrá utilizar como alternativa a la expansión de la red. La digitalización se antoja necesaria para poder implementar en el día a día el uso de algunos de estos mecanismos, como la respuesta de la demanda y la gestión de recursos flexibles. Por tanto, la elaboración de los planes de desarrollo de red permitirá ir revisando y actualizando las necesidades de digitalización de las redes y las inversiones asociadas en los próximos años.

4.3.2. Análisis de experiencias en otros países europeos

Del seguimiento que se viene haciendo de las experiencias en otros países, para el análisis que nos ocupa, hemos seleccionado tres casos concretos: Alemania, Reino Unido y Países Bajos. Estos casos destacan debido al grado de avance que presentan en las previsiones de digitalización en sus redes de distribución y/o el avance de la electrificación de su economía.

• Alemania

De la regulación germana cabe destacar algunos elementos relevantes contenidos en su Ley sobre el suministro de electricidad y gas (“Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG). En la sección 14a “Control, orientado a la red, de equipos y redes de consumo controlables”, se habilita a establecer acuerdos entre operadores de red con comercializadores y consumidores, para controlar, con objeto de operar la red, los equipos de consumo controlables, a cambio de reducciones en los peajes, siempre de acuerdo con lo que establezca la Agencia Federal de la Energía. Este “control orientado a red” puede realizarse mediante incentivos económicos, mediante acuerdos de servicio de conexión y a través del control individual de los equipos de consumo.

La norma señala que el concepto de equipos de consumo controlable incluye en particular a las bombas de calor, puntos de recarga de VE no públicos, sistemas de refrigeración, sistemas para almacenar energía eléctrica, así como calentadores eléctricos con acumuladores. Así mismo establece la obligación del operador de red de adaptarla para hacer posible ese control, digitalizándola en consecuencia.

Es muy importante señalar el efecto que tiene una norma como la resumida en la planificación y diseño adecuados de

Alemania, Reino Unido y Países Bajos destacan debido al grado de avance que presentan en las previsiones de digitalización en sus redes de distribución.

los requisitos de digitalización de la red de distribución. Piénsese que el control de carga de los equipos de consumo debe funcionar en tiempo muy cercano al real con la exigencia derivada en las telecomunicaciones y la capacidad de proceso de la información.

• Reino Unido

Orientado al interés en la digitalización de las redes eléctricas, el regulador británico, OFGEM, junto con otras instituciones públicas, ha establecido un plan⁶⁹ en el que se comprometen una serie de acciones, principalmente en el área de accesibilidad de datos, estandarización, incentivos a la innovación y regulación de las inversiones, sin cuantificarlas y dejándolo a la decisión de los agentes implicados, principalmente gestores de redes y comercializadores, siempre dentro del marco regulador establecido en el RIIO-2. La visión del plan se resume en estos dos enfoques:

- Para 2025, se dispondrá de los estándares y el sistema regulatorio que asegure la recogida de datos de energía de forma abierta y segura. Habrá un cambio significativo en la supervisión (visibilidad) de activos en red y nuevos servicios digitales que se pondrán a disposición de los usuarios.
- Para 2030, los operadores dispondrán de visibilidad de todos sus activos de red, haciendo más precisa y eficiente su planificación, previsión y operación. Los datos disponibles harán posible la entrada de nuevos agentes.

Pocos meses después, OFGEM publicaba una guía u orientación para el plan de acción para la estrategia de digitalización⁷⁰. Este documento es una guía de obligado

cumplimiento para los operadores de redes que cuenten con una licencia en el marco del conjunto normativo RIIO-2.

Cada operador debe preparar su estrategia y actualizarla bianualmente, a partir del 31 de marzo de 2022, así como su propio Plan de Acción de Digitalización (PAD), a partir del 30 de junio de 2021 y actualizarlo semestralmente.

El propósito de la estrategia debe ser compartir su entendimiento de las necesidades de los grupos de interés en el curso de su actividad como operador de red, así como la previsión de los productos y servicios necesarios para cubrir dichas necesidades. Por su parte, el PAD debe indicar el progreso en curso para cumplir con la estrategia. En ambos casos, los principios básicos que deben seguirse son:

- 1. Priorización de la prestación de beneficios** a quienes paguen por los productos y servicios, así como aquellos beneficios que sean de interés general.
- 2. Concreción y confirmación** de que los productos y servicios son acordes a una visión predefinida.
- 3. Aprovechar todas las oportunidades** de obtener beneficios tan pronto como sea posible y establecer un proceso de mejora continua.
- 4. Capacitación de los grupos de interés** a fin de que comprendan los productos y servicios, el estado de su prestación y la forma de acceso a los mismos.
- 5. Compromiso de divulgación** de la naturaleza y acciones establecidas en el PAD.

⁶⁹ https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/100401/energy-digitalisation-strategy.pdf

⁷⁰ https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2021/05/digitalisation_strategy_action_plan_guidance_v0.3_0.pdf

6. Compromiso de establecer la forma y medida del funcionamiento y éxito del PAD

7. Coordinación con sistemas más amplios de productos y servicios.

Como se puede resumir la guía trata de fomentar el desarrollo de planes para una mejor comunicación, a través de medios digitales, con los diferentes grupos de interés, muy especialmente con los clientes y usuarios de red en general.

• Países Bajos

Si bien los casos de Alemania y Reino Unido son relevantes por algunas de las medidas regulatorias que se han tomado en pro de la digitalización, en el caso de los Países Bajos cabe destacar el desafío que plantea la transición energética en la urgencia de digitalizar y flexibilizar la gestión de las redes eléctricas.

Debido al fuerte y rápido aumento de la generación renovable y la electrificación de la economía, los operadores de red en Países Bajos se ven incapaces de expandir la red eléctrica y aumentar su capacidad al ritmo requerido. Por ejemplo, las bombas de calor instaladas en 2023 aumentaron un 60% con respecto al número instalado en 2022, tendencia que se espera siga creciendo muy significativamente en los próximos años. Asimismo, ya hay más de medio millón de puntos de recarga desplegados en este país, cifra que podría alcanzar los 2 millones antes de 2030. También existen claras evidencias de que determinados consumidores industriales están sustituyendo el uso de gas natural por electricidad. Según datos de TenneT, operador del sistema y gestor de la red de transporte, las solicitudes de acceso

a la red para instalaciones de demanda actualmente superan los 105 GW⁷¹.

Como consecuencia, a pesar de que las inversiones que están acometiendo los gestores de red son cuantiosas (estimadas en 5000 M€ para 2023), se están produciendo denegaciones y retrasos en las solicitudes de conexión a la red de nuevos usuarios. Según se reporta en (IEA, 2023)⁷², en los Países Bajos hay miles de kms de redes de distribución locales que no serán capaces de conectar nuevos puntos de recarga hasta el año 2025. También, en varias regiones del país no se aceptan nuevas solicitudes de conexión a la red de generación renovable hasta pasado el año 2029, cuando entren en funcionamiento los refuerzos de red previstos para el período 2026-2029.

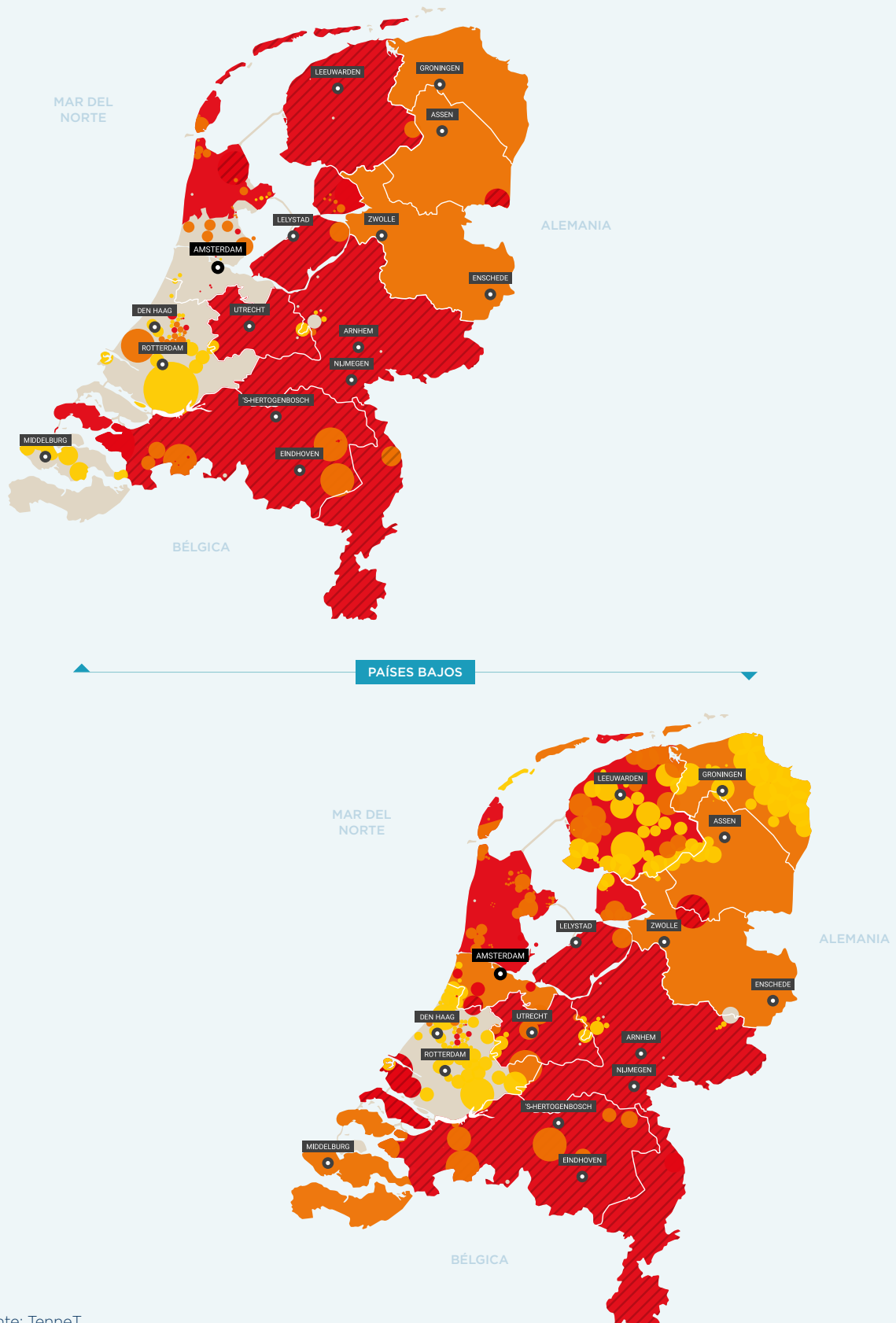
Esto se puede ver claramente en los mapas de capacidad de red disponible y restricciones en la red publicados por la asociación de operadores de red holandeses (Figura 11). En estos mapas se muestra la disponibilidad de capacidad de acceso a la red disponible para nuevas instalaciones de generación y de demanda, respectivamente. Las zonas marcadas en rojo, que cubren gran parte del país, corresponden con zonas en las que no existe capacidad de red adicional disponible. En las zonas marcadas en naranja únicamente es posible conectar a la red nuevas instalaciones, si se implantan medidas activas de gestión de restricciones locales (el sombreado con rayas indica que este tipo de medidas ya se están empleando). Las áreas en amarillo indican que puede existir capacidad disponible, sujeto a un estudio de acceso, y, por último, únicamente en las escasas zonas sin sombreado es posible conectarse sin limitaciones de capacidad.

⁷¹ <https://www.tennet.eu/news/electricity-grid-under-further-pressure-cabinet-and-grid-operators-take-drastic-measures>

⁷² <https://www.iea.org/reports/electricity-grids-and-secure-energy-transitions>

■ FIGURA 11

Mapa de restricciones de red en los Países Bajos para nuevas instalaciones de generación (arriba) y de demanda (abajo).



Fuente: TenneT.

En este contexto, a finales de 2022 se presentó un plan nacional para abordar las congestiones de la red eléctrica⁷³ desarrollado por los gestores de red en colaboración con las autoridades nacionales y regionales, los agentes del sector y el regulador energético nacional. Este documento, así como algunas medidas anunciadas por el gobierno posteriormente, se estructura en torno a tres líneas de acción:

- **Expandir y reforzar la red existente más rápido**, principalmente acelerando los procesos administrativos y la coordinación entre agentes, gestores de red y administraciones.
- **Hacer un uso más eficiente de la capacidad de red** existente y reducir el consumo en los momentos de punta mediante, por ejemplo, contratos de acceso flexibles y el rediseño de tarifas de red.
- **Fomentar la flexibilidad de la demanda eléctrica**, para lo cual se están desplegando diversas medidas como el uso obligatorio de puntos de recarga inteligentes para vehículos eléctricos o bombas de calor controlables, implantar subastas de flexibilidad local a partir de 2024, o un programa de incentivos para “Energy Hubs”, que son zonas donde diferentes usuarios de generación y demanda se coordinan entre sí para utilizar la capacidad de red existente. La implantación de estas medidas y en particular las relativas a fomentar una gestión más flexible de la red utilizando los recursos conectados a la misma, implica aumentar el grado de digitalización, para mejorar la observabilidad de la red y controlabilidad de los recursos de flexibilidad.

4.3.3. Desafíos y recomendaciones regulatorias

Empiezan a acumularse ejemplos y evidencias de que un agotamiento de la capacidad disponible de las redes de distribución para alojar nuevas instalaciones de generación o consumo de electricidad puede convertirse en un freno a la electrificación de la economía. Indudablemente, es necesario seguir extendiendo y reforzando la red existente donde sea necesario. No obstante, las inversiones convencionales en instalaciones de red se muestran insuficientes por sí solas, bien por el volumen y coste de la inversión que se requeriría, los plazos necesarios para poner en servicio las nuevas instalaciones, o por su impacto ambiental.

Ante esta situación, como ya se indicaba en la introducción de este documento, es imprescindible avanzar hacia una gestión activa de las redes que exploten la flexibilidad de los propios activos de red como de los recursos de sus usuarios; un cambio de paradigma que necesariamente ha de pasar por la digitalización de las redes. Como muestran las estimaciones

Es necesario realizar modificaciones importantes en la regulación para fomentar la digitalización de la red y el uso de la flexibilidad.

⁷³ https://www.netbeheernederland.nl/_upload/RadFiles/New/Documents/Landelijk%20Actieprogramma%20Netcongestie_DEF.pdf

del volumen de inversión requerido en digitalización presentadas anteriormente, este no es en absoluto desdeñable situándose en un orden de magnitud comparable al de las inversiones en red convencionales. No obstante, es preciso ser cauteloso al realizar comparaciones entre diferentes estimaciones, ya que no siempre definen de manera clara o de la misma manera las inversiones en digitalización. Por ejemplo, algunas fuentes incluyen la infraestructura de recarga de vehículos eléctricos, que no formarían parte de la propia red de distribución.

Si bien es cierto que la regulación española ya considera un desglose bastante detallado de este tipo de inversiones, denominadas inversiones de tipo 2, aún es necesario realizar modificaciones importantes en la regulación para fomentar la digitalización de la red y el uso de la flexibilidad. No debemos olvidar que la

distribución de energía eléctrica es una actividad regulada, y por tanto el marco regulatorio condicionará en gran medida las decisiones de inversión y operación correspondientes. A continuación, se resumen las mejores prácticas identificadas:

- Se debe priorizar una utilización más eficiente de la capacidad de la red existente. Para ello se ha de fomentar transparencia sobre la capacidad disponible y flexibilidad en la gestión de la capacidad de acceso a las redes, particularmente en áreas tensionadas. En España, se han dado los primeros pasos con los mapas de capacidad disponible para el acceso a la red de las instalaciones de generación. Sin embargo, sigue pendiente el desarrollo análogo para las instalaciones de demanda de electricidad (almacenamiento, electrólisis, estaciones de recarga para vehículos eléctricos).



Adicionalmente, han de desarrollarse mecanismos que fomenten un comportamiento flexible de los usuarios de la red y permitan a los GRD tenerlo en cuenta en sus decisiones de planificación y operación. Estos mecanismos pueden incluir tarifas de red dinámicas, mercados locales de flexibilidad, contratos de acceso flexible, o conexiones compartidas que permitan explotar complementariedad entre perfiles de generación o consumo. Actualmente, en España, no existe regulación específica que permita el uso de estas soluciones, más allá de proyectos piloto y/o bancos de pruebas regulatorios.

- En relación a las inversiones convencionales asociadas a la extensión y refuerzo de la red, que recordemos seguirán siendo necesarias, existe un consenso en que es necesario eliminar posibles barreras administrativas y mejorar la coordinación entre agentes, reguladores y administraciones para evitar crear cuellos de botella en los procesos de acceso y conexión a la red de nuevos usuarios.
- Sin embargo, el marco retributivo, contrariamente a lo que ocurre actualmente en muchos países europeos, entre ellos España, ha de considerar en igualdad de condiciones estas inversiones convencionales con el uso de flexibilidad y las inversiones en digitalización de manera que se fomente la eficiencia técnica y económica. Ello requiere eliminar sesgos que favorezcan realizar inversiones, aumentando la

base de activos que se remunera, frente a alternativas que impliquen mayores gastos de operación derivadas del mayor uso de la flexibilidad.

Asimismo, con objeto de anticipar y optimizar las inversiones, ha de adaptarse el contenido y papel que juegan los planes de inversión. Han de transformarse desde prácticamente una enumeración determinista de inversiones a realizar, para incluir: análisis coste-beneficio de diferentes alternativas para dar solución a una misma necesidad, ligar cada decisión de inversión a unos objetivos perseguidos y justificar que la alternativa seleccionada sea la más apropiada en cada caso, extensión del horizonte de planificación y consideración de diferentes escenarios futuros coherentes con objetivos y avances en descarbonización, o decisiones de inversión condicionadas a la materialización de determinadas incertidumbres.

Lo anterior implicaría un cambio profundo en la manera en que se realiza la planificación y supervisión de inversiones desde el punto de vista regulatorio. En el caso concreto de España, esto incluiría revisar los límites a la inversión ligados al PIB, que tienen su razón de ser en un contexto pasado de crisis económica y déficit de tarifa. Ello no implica necesariamente eliminar todo límite a la inversión, sino buscar fórmulas alternativas que permitan equilibrar o contener posibles aumentos en los peajes de red con la carga regulatoria requerida para supervisar el desarrollo de cientos de planes de inversión.

5. Conclusiones

La transición energética requiere un avance en la electrificación de la economía, bien de manera directa, o indirecta, por medio de vectores energéticos como el hidrógeno verde o sus derivados. Este proceso requiere a su vez un incremento muy significativo de la generación renovable, cuya integración necesita un sistema eléctrico más flexible. La red de distribución acoge gran parte de esta generación renovable, así como a gran parte de la electrificación de los distintos sectores. Por tanto, la digitalización de las redes de distribución es esencial para una mayor electrificación eficiente, manteniendo altos niveles de calidad del servicio.

Los desafíos técnicos y tecnológicos para la digitalización de las redes de distribución

Actualmente, nos encontramos en un punto crucial en el proceso de digitalización de las redes de distribución pese a los importantes avances logrados durante la última década. El proceso de digitalización aún es incipiente en gran parte de la red y ha de hacer frente a muchos desafíos de diversa naturaleza. Si nos centramos en los aspectos relacionados con las tecnologías de la información y las comunicaciones, éstos pueden clasificarse en cuatro grandes categorías:

- **Conectividad:** progresar en la conectividad de la red requiere desarrollar una infraestructura de comunicaciones adaptada a los servicios requeridos y su evolución a lo largo del tiempo. Esto no es un asunto trivial pues es necesario alcanzar un compromiso entre costes y prestaciones requeridas, actualmente y a futuro. Todo ello considerando la gran extensión de las
- redes de distribución, adecuando la frecuencia y velocidad de transmisión de información a los requerimientos del sistema, asegurando la escalabilidad a futuro, y la necesaria interoperabilidad entre los equipos desplegados.
- **Interoperabilidad:** lograr la interoperabilidad, entendida como la habilidad de dos o más elementos de intercambiar y usar información, es uno de los mayores retos ya que cada vez es más relevante que las empresas de distribución se coordinen y comuniquen con los operadores del sistema y del mercado, otras distribuidoras, o los propios usuarios. Pese a que la interoperabilidad total es inalcanzable, maximizarla requiere colaboración entre empresas y fabricantes para desarrollar e implantar estándares abiertos para equipos (interoperabilidad técnica), protocolos de comunicación (interoperabilidad sintáctica) o modelos de datos (interoperabilidad semántica).
- **Gestión de la información:** el aumento del número de dispositivos desplegados y su conectividad conlleva a su vez un aumento en el volumen y tipo de información a procesar. Resulta fundamental gestionar estos datos adecuadamente, estableciendo reglas justas, prácticas y claras sobre la propiedad, acceso, calidad y armonización de la información; por supuesto, siempre bajo la condición de la seguridad. Por tanto, las empresas de distribución se enfrentan al reto de definir y adoptar los debidos mecanismos de gestión de datos incluyendo, entre otros, reglas de anonimización, agregación o compresión, o accesibilidad por terceras partes (clientes, comercializadores, agregadores, etc.).
- **Ciberseguridad:** la ciberseguridad condiciona muchas de las decisiones relacionadas con los aspectos anteriores. Un gran desafío en esta materia es la integración de los nuevos equipos y sistemas con los tradicionales, en

muchos casos obsoletos en materia de ciberseguridad. Adicionalmente, es preciso coordinar la ciberseguridad de las tecnologías OT, con requisitos muy estrictos, con la de las tecnologías IT, con requisitos más laxos, para evitar efectos cascada. Igualmente, la ciberseguridad no solo involucra a los distribuidores, sino a todos los actores, pudiendo las vulnerabilidades de un actor suponer una amenaza para el resto.

Indicadores de digitalización e integración de recursos energéticos distribuidos en las redes

Una red completamente digitalizada no es ni alcanzable ni deseable. Invertir en digitalización es razonable en la medida en que aporte valor en cuestión de eficiencia, seguridad de suministro, y/o sostenibilidad medioambiental. Por tanto, cabe preguntarse entonces cuál sería el nivel óptimo de digitalización y, particularmente, cómo medirlo. Esta cuestión cobra especial relevancia a raíz de que la Directiva Europea sobre el mercado interior de la electricidad estableciera que los reguladores nacionales han de evaluar la digitalización de las redes de distribución en base a unos indicadores e informar públicamente de ello de manera periódica.

Con objeto de contribuir a esta compleja tarea, este informe propone y discute hasta 22 indicadores específicamente orientados a cuantificar la digitalización de la red de distribución y su contribución a la integración de recursos energéticos distribuidos. Por supuesto, esta no es la primera propuesta de indicadores de digitalización en distribución. Sin embargo, muchos de los indicadores existentes quedan fuera del alcance de esta propuesta, bien por medir aspectos exógenos a las redes o características técnicas ajenas a la digitalización, su

medición requeriría datos muy complejos de obtener o definir unos parámetros subjetivos, o no permitir comparaciones robustas entre empresas de muy diferente tamaño.

La propuesta presentada en este documento no pretende ser una lista cerrada y definitiva de indicadores, pero sí una propuesta sencilla y pragmática que permita comenzar a medir de manera objetiva el proceso de digitalización de las empresas de distribución en respuesta al mandato regulatorio que establece la Directiva Europea.

Estos indicadores se han clasificado en dos grupos principales: indicadores de integración de recursos energéticos distribuidos e indicadores de digitalización. El primer grupo de indicadores muestra en qué medida la red de distribución está siendo capaz de integrar la generación renovable, la participación activa de los usuarios, y su nivel de desarrollo como facilitador de la movilidad eléctrica o la electrificación de la demanda. Por otro lado, el segundo grupo se subdivide en cuatro categorías:

- 1. Los indicadores de sensores y actuadores** proporcionan información sobre el tamaño de la infraestructura de control y monitorización en campo.
- 2. Los indicadores de conectividad** muestran el nivel de preparación de la red para comunicarse de manera rápida y fiable no solo con los sensores y actuadores ya implementados, sino también con nuevos dispositivos que puedan instalarse en el futuro, ya sea por la empresa de distribución o por terceros.
- 3. Los indicadores de procesamiento** de datos dan una idea de qué tan bien el operador de la red procesa los datos y cómo se aprovechan los datos de los sensores y actuadores para una operación eficiente y segura. Es importante analizar estos

indicadores juntamente con las dos categorías anteriores para obtener conclusiones relevantes. Si los indicadores en sensores y actuadores y conectividad son aceptables, pero para procesamiento de datos son bajos, la distribuidora debe mejorar su capacidad para procesar datos, de modo que los sensores y la infraestructura de comunicaciones puedan aprovecharse mejor. Cuanto mejor es la infraestructura digital, más posibilidades tiene la red para ser más “inteligente”.

4. Los indicadores de cultura digital

muestran si la digitalización de la red va acompañada del desarrollo de las habilidades digitales del personal y de los clientes. Los valores altos en esta categoría mostrarían que tanto los empleados como los clientes encontrarían menos dificultades y resistencia al cambio al implementar nuevas soluciones y servicios.

Esta propuesta, pese al planteamiento pragmático desde el que se realiza, no está exenta de dificultades en su implantación. Muy probablemente el grado de disponibilidad de información sea asimétrico entre empresas, por lo que seguramente sea necesario un importante esfuerzo inicial de adaptación de los sistemas de información, y homogeneización en el proceso de medición. Asimismo, el éxito de los indicadores radica en el grado de adopción y participación de las propias empresas, para lo cual será preciso el empuje de entidades regulatorias o asociaciones de operadores de red. Los valores de los indicadores deben igualmente ser creíbles y confiables, por lo que los indicadores han de ser auditables y validables.

Con objeto de facilitar este proceso, se propone una hoja de ruta a seguir que comenzaría con una fase de consultas entre empresas y entidades regulatorias, que se podría facilitar a través de asociaciones sectoriales. Este proceso de consulta debería llegar a un acuerdo

sobre los indicadores finales a aplicar y la definición homogénea de las fuentes de información correspondientes. Una vez los indicadores han sido acordados y sus fuentes identificadas, se llevaría a cabo su medición y recolección por medio de cuestionarios o plataformas web análogas al sistema de contabilidad regulatoria. Por último, para que los indicadores sean efectivos, es necesario que sus resultados estén abiertos al público, aunque sean anonimizados, para permitir su análisis y progresiva mejora.

Las inversiones en digitalización y la regulación

Existe un amplio consenso a nivel global en que desarrollar y digitalizar la red eléctrica, particularmente la distribución, es indispensable para lograr una transición energética eficiente. Diversas instituciones han realizado estimaciones de las necesidades de inversión en digitalizar las redes eléctricas tanto a nivel mundial, europeo y nacional. Pese a la ausencia de criterios homogéneos para definir y comparar las inversiones cuantificadas entre las diferentes fuentes, todas ellas coinciden en que son necesarios volúmenes de inversión en redes muy significativos, por encima de los niveles históricos. Igualmente, las fuentes coinciden en señalar que los activos y soluciones digitales han de representar un porcentaje nada desdeñable de este esfuerzo inversor, situándose en un orden de magnitud similar al de las inversiones convencionales.

No obstante, esto no es algo que atañe exclusivamente a las empresas de distribución. Habida cuenta de que esta es una actividad regulada, las autoridades regulatorias han de definir un marco legislativo y retributivo que fomente esta transformación de la red de distribución. En este informe se ha analizado la regulación española vigente e identificado posibles aspectos a mejorar para, con base en

Existe un amplio consenso a nivel global en que desarrollar y digitalizar la red eléctrica, particularmente la distribución, es indispensable para lograr una transición energética eficiente.

una revisión de experiencias relevantes de países de nuestro entorno europeo, elaborar algunas recomendaciones.

El análisis muestra que, pese a que la regulación española ya realiza un tratamiento diferenciado de las inversiones en digitalización, aún es necesario realizar algunas modificaciones que conllevarían cambios profundos en cómo se planifican y supervisan las inversiones de distribución. Las principales recomendaciones propuestas son las siguientes:

- **Priorizar una utilización eficiente de la red** en servicio mediante la publicación de la capacidad disponible, concesión de capacidad de acceso flexible, y otros mecanismos que fomenten un comportamiento flexible de los usuarios de la red y permitan a los gestores de la red integrarlo en sus decisiones de planificación y operación. En España, se han dado unos primeros pasos en este sentido, como por ejemplo los mapas de capacidad de acceso para generación, pero aún queda mucho camino por recorrer.
- **Eliminar barreras administrativas** a la construcción de nuevas instalaciones de red y mejorar la coordinación entre agentes, reguladores y administraciones para evitar crear cuellos de botella en los procesos de acceso y conexión a la red de nuevos usuarios.
- **Eliminar sesgos existentes en el marco retributivo** que puedan favorecer las inversiones convencionales frente al uso de flexibilidad y las inversiones en digitalización, fomentando la eficiencia técnica y económica.
- **Anticipar y optimizar las inversiones de red necesarias** transformando el contenido y rol de los planes de inversión de distribución para incluir análisis coste-beneficio de alternativas, relacionar inversiones con objetivos perseguidos, o consideración de diferentes escenarios futuros inciertos.
- **Revisar los límites a la inversión ligados al PIB**, nacidos en un contexto de crisis y déficit tarifario. Ello no implica necesariamente eliminar todo límite a la inversión, sino buscar fórmulas alternativas que permitan equilibrar el objetivo de contener los peajes de red con las necesidades impuestas por la electrificación de la demanda energética en un contexto de descarbonización.

Glosario y definiciones

Banda ancha: Qué se considera banda ancha depende significativamente de la tecnología empleada. En general, se suele considerar conexión de banda ancha cuando la velocidad ofrecida es mayor que la de una conexión de discado (*dial-up*, conexión a través de la línea telefónica), es decir, al menos 768 Kbps.

Big data: Técnicas para el análisis de grandes volúmenes de datos.

Centro de transformación: Instalación que comprende uno o varios transformadores, aparataje de alta y baja tensión, conexiones, y elementos auxiliares, para suministrar energía en baja tensión a partir de una red de alta tensión o viceversa (Reglamento de Alta Tensión, RD 337/2014).

Ciberseguridad: También conocida como “seguridad informática”, incluye todos aquellos elementos y buenas prácticas que permiten minimizar el riesgo de un acceso no autorizado a la información u operación de un sistema informático. La ciberseguridad comprende medidas tanto a nivel de software (antivirus, encriptación de comunicaciones e información, etc.) como de hardware (dificultar el acceso físico al dispositivo).

Conectividad: Capacidad para transmitir datos entre dos o más puntos.

CNMC: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Digitalización: a veces también transformación digital, puede referirse desde la modernización de las tecnologías

de la información, la optimización digital, hasta la creación de nuevos modelos de negocio digitales⁷⁴. La digitalización, aplicada a las redes eléctricas de distribución, está relacionada con el concepto de “red inteligente” o *smart grid*.

Empresa distribuidora: o gestor de la red de distribución, toda persona física o jurídica que sea responsable de la explotación, el mantenimiento y, en caso necesario, el desarrollo de la red de distribución en una zona determinada, así como, en su caso, de sus interconexiones con otras redes, y de garantizar que la red tiene capacidad para asumir, a largo plazo, una demanda razonable de distribución de electricidad (Directiva 2019/944). En inglés, Distribution System Operator (DSO).

Flexibilidad: La flexibilidad se refiere a la capacidad del sistema eléctrico para hacer frente a la variabilidad e incertidumbre existente en la generación y/o demanda, o ante restricciones técnicas del sistema, en diferentes escalas de tiempo, desde el muy corto hasta el largo plazo, y asegurando la seguridad y fiabilidad del suministro eléctrico⁷⁵.

Gemelo digital: Replica virtual de un dispositivo físico, proceso o sistema, que permite simular, predecir y optimizar su operación a partir de los datos obtenidos mediante la monitorización del gemelo físico.

Generación distribuida: Instalación generadora de energía eléctrica que está conectada a la red de distribución eléctrica.

Home Energy Management System (HEMS): Sistema de gestión de energía en casa. Sistema que permite controlar el funcionamiento de distintos dispositivos domésticos con el fin de gestionar el consumo energético de la Vivienda.

⁷⁴ Gartner, «*Digital Transformation*», en Gartner Glossary, 2020, <https://www.gartner.com/en/information-technology/glossary/digital-transformation>.

⁷⁵ Definición adaptada a partir de “Flexibilidad del sistema eléctrico para la transición energética, parte 1: panorama general para los encargados de formular políticas”, IRENA, 2018. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Nov/IRENA_Power_system_flexibility_Part_I_ES.pdf

Home assistant: Dispositivo o sistema que actúa como un asistente doméstico, normalmente controlado por voz, para realizar distintas tareas, como encender luces, realizar llamadas telefónicas, poner música, bajar o subir persianas, etc.

ICCP (Inter-Control Centre Communications Protocol): Protocolo para las Comunicaciones entre Centros de Control comúnmente empleado para intercambiar información entre los operadores de redes de distribución y operadores de redes de transmisión.

Indicador de digitalización: Indicador que permite evaluar el grado de despliegue de infraestructura y soluciones digitales. Interoperabilidad: Habilidad de dos o más elementos de intercambiar información y ser capaces de usar dicha información.

IoT: En inglés, *Internet of Things*. Red de dispositivos físicos interconectados que recopilan y comparten datos a través de Internet, integrando la computación en objetos cotidianos y sistemas físicos.

KPI: En inglés, *Key Performance Indicator*. Indicador representativo del funcionamiento o calidad de un sistema o nivel de desarrollo.

MaDloT attacks: Ciberataques perpetrados utilizando vulnerabilidades de dispositivos IoT y que tienen consecuencias en la red de distribución eléctrica.

MQTT: En inglés, *Message Queuing Telemetry Transport*. Protocolo de comunicaciones comúnmente usado en Internet de las Cosas basado en publicación-subscripción.

NIS2: En inglés *Network Information Security Directive*. Directiva de la UE para la seguridad de la información en redes.

Nube (cloud): Infraestructura de servidores conectados a internet para el almacenamiento de datos y la ejecución de aplicaciones.

OCPP: En inglés, *Open Charge Point Protocol*. Protocolo para las comunicaciones

entre puntos de recarga de vehículo eléctrico y un sistema central de gestión.

On premises: Un software está *on premises* si se encuentra instalado y se ejecuta en las instalaciones o dispositivos de la persona u organización que usa dicho software.

Prosumidor: Término utilizado para designar a aquellos usuarios eléctricos que, además de consumir energía eléctrica, la generan para su autoconsumo o para inyectarla en la red eléctrica.

PLC: En inglés, *Power Line Communications*. Tipo de comunicaciones que se efectúan a través de los cables eléctricos, usando las frecuencias disponibles.

Red inteligente (smart grid): Puede definirse como la aplicación de las tecnologías de la información y comunicación (TIC) a la red eléctrica (y, por tanto, el despliegue de elementos de medición y actuación), de modo que se puedan detectar a distancia y en tiempo real cambios en la red (consumo, fallos, saturación de líneas, etc.), procesarlos y responder ante ellos, resultando en una red más segura, eficiente y que ofrece mayores posibilidades de participación a sus usuarios.

Tecnologías de Operación (OT): Tecnología para la conexión, la monitorización y control de equipos, activos, procesos, y eventos en entornos industriales.

Tecnologías de la Información (IT): Tecnologías relacionadas con el procesado, intercambio y almacenamiento de información más genérica (por ejemplo, servicio de correo electrónico, información de recursos humanos, información económica, etc.).

Transformador eléctrico: Aparato que permite pasar de un nivel de tensión a otro. Por ejemplo, de alta tensión a baja tensión.

Vehicle-to-Grid (V2G): Tecnología que permite que un vehículo eléctrico conectado a un punto de recarga pueda suministrar energía almacenada en su batería a la red eléctrica en casos específicos.

Edición

Fundación Naturgy
Avenida de América, 38
28028 Madrid
www.fundacionnaturgy.org

Depósito Legal: M-11604-2024

Impreso en España

Autor

IIT COMILLAS

Diseño y maquetación

Addicta Comunicación Corporativa

Reservados todos los derechos. Está prohibido, bajo las sanciones penales y el resarcimiento civil previstos en las leyes, reproducir, registrar o transmitir esta publicación, íntegra o parcialmente, por cualquier medio, sea mecánico, electrónico, magnético, electroóptico, por fotocopia o por cualquier otro, sin autorización por escrito de Fundación Naturgy.



Este libro se ha impreso utilizando papel libre de cloro de 300 gr. para la cubierta y de 150 gr. para el interior con certificación forestal PEFC de la Asociación Española para la Sostenibilidad Forestal.



IIT
INSTITUTO DE
INVESTIGACIÓN
TECNOLÓGICA

Fundación
Naturgy