

Deloitte.



**Soluciones para la supervisión y digitalización de las
redes subterráneas de alta tensión**

Septiembre 2020

Objeto del documento

Este documento tiene como objeto **proporcionar información relevante para la consideración, a efectos retributivos, de las inversiones en soluciones basadas en la utilización de transformadores de corriente ópticos para la supervisión avanzada de redes subterráneas de alta tensión.**

En este sentido, el objetivo de este documento es informar sobre la **naturaleza de estas inversiones en relación a los requerimientos regulatorios en materia de transporte y distribución de electricidad:**

- **En transporte de electricidad,** se presenta determinada información relevante en relación a la posibilidad de considerar estas inversiones como **“proyectos singulares”**, a través de su catalogación como **inversiones en despachos de maniobra y telecontrol o como proyectos piloto.**
- **En distribución de electricidad,** se presenta determinada información relevante en relación a la consideración de estas inversiones en el ámbito de la **digitalización.** En este sentido, en **el presente documento se presenta información sobre la potencial clasificación de estas inversiones como “inversiones en digitalización”,** en relación con: **(i) la contribución de la solución a los principales objetivos de la Circular 6/2019, (ii) su aportación a los principios rectores del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) en materia de digitalización y descarbonización y (iii) otra serie de beneficios complementarios que cabe esperar como resultado de su implementación.**

Resumen ejecutivo

Soluciones para el mantenimiento y la localización de faltas en líneas subterráneas

1

Las redes eléctricas subterráneas de Alta Tensión son activos que **requieren un elevado nivel de inversión** por parte de las empresas dedicadas al transporte y distribución de energía eléctrica. Se trata de **redes con múltiples beneficios**, pero que **implican una mayor complejidad en su instalación y montaje**, así como en la **operación y mantenimiento a lo largo de su vida útil**. **El mantenimiento en las líneas subterráneas, y, en especial, las soluciones que habilitan un mantenimiento global (predictivo, preventivo y correctivo) resultan críticas para evitar futuros fallos y mayores costes al sistema.**

2

El mantenimiento preventivo tradicional de las redes subterráneas de alta tensión se caracteriza por la realización de ensayos periódicos en campo, requiriendo, entre otros, trabajos en tensión, cortes programados del suministro y desplazamiento a campo de las brigadas. Adicionalmente, **la dificultad para desarrollar un mantenimiento predictivo y la ausencia, en muchos casos, de una supervisión continua de las condiciones del cable, incrementa la necesidad de efectuar mantenimientos correctivos que, muchas veces, tienen como resultado interrupciones prolongadas motivadas por la dificultad asociada a la prelocalización general y a la localización específica de faltas.**

3

En este sentido, el **desarrollo de soluciones innovadoras en el ámbito de la digitalización, y particularmente de la supervisión avanzada de líneas subterráneas de alta tensión, ofrece herramientas globales para el mantenimiento de estos activos.** **Las soluciones basadas en el empleo de transformadores de corriente ópticos permiten unificar el mantenimiento predictivo, a través de un seguimiento continuo del estado de la instalación, con funciones propias del mantenimiento correctivo como son la prelocalización y localización de la falta, así como la discriminación del origen de la falta en tramos mixtos (aéreo-subterráneo).**

4

Estas mejoras en el mantenimiento permiten minimizar los tiempos de interrupción y los trabajos en tensión. Como resultado, se obtienen **beneficios tangibles para el conjunto del sistema, a través de la reducción de las interrupciones y la identificación de puntos de la red con mayor degradación, lo cual habilita la mejora de los equipos previa al fallo, evitando la reducción de su vida útil, así como el desarrollo de acciones en áreas de la red con un alto nivel de pérdidas.**

Resumen ejecutivo

Soluciones para el mantenimiento y la localización de faltas en líneas subterráneas

5

Por otro lado, **las metodologías regulatorias introducidas en las recientes Circulares normativas de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) permiten que la contribución de estas soluciones a una gestión más óptima de las redes de electricidad, tanto de transporte como de distribución, tenga como resultado, en períodos regulatorios sucesivos, la generación de eficiencias de las que pueden beneficiarse los consumidores. Adicionalmente, la implantación de la solución podría aportar una herramienta complementaria a los mecanismos retributivos, basados en incentivos, para la mejora de la calidad de suministro y la reducción de las pérdidas.**

6

La implementación de este tipo de soluciones está alineada con los objetivos de digitalización, electrificación y descarbonización de la política energética a nivel nacional para 2030, así como con los objetivos de la Comisión Europea en el contexto de “reconstrucción” post-COVID19, centrados en una recuperación “hacia una Europa más verde, digital y resiliente”. Adicionalmente, es necesario considerar la contribución en términos de empleo e innovación de las empresas españolas que desarrollan este tipo de soluciones tecnológicas.

7

Como se ha descrito en los puntos anteriores, estas soluciones pueden aportar al sistema una serie de beneficios tanto cuantitativos como cualitativos. En este sentido, para que las inversiones habilitadoras de estas soluciones se produzcan, los gestores de las redes de transporte y distribución de electricidad han de poder canalizarlas a través de los mecanismos regulatorios existentes.

8

Para la evaluación de la solución, se ha aplicado una metodología de general aceptación originalmente planteada por el “*Electric Power Research Institute*” (EPRI), y posteriormente utilizada por la Comisión Europea en la elaboración de las guías relativas al análisis coste-beneficio en determinadas soluciones sectoriales, como el despliegue de “*smart meters*” o el desarrollo de “*smart grids*”.

Resumen ejecutivo

Soluciones para el mantenimiento y la localización de faltas en líneas subterráneas

Principales elementos y funcionalidades de la solución basada de transformadores de corriente ópticos para la supervisión de líneas subterráneas de alta tensión

Funcionalidades de la solución

Mantenimiento predictivo



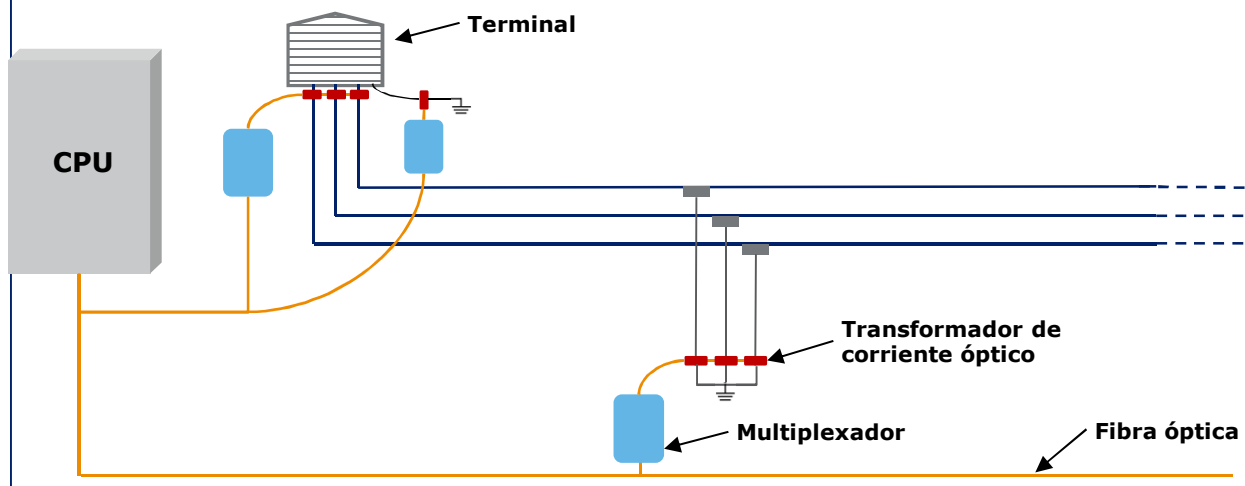
Discriminación de falta en líneas mixtas



Localización de la falta

Análisis no exhaustivo

Esquema básico de la implementación de la solución en una línea subterránea de alta tensión



Elementos básicos para la implementación de la solución



Unidad de procesamiento

Se trata del **componente encargado del procesamiento de la información** procedente de los **transformadores de corriente ópticos**, con objeto de mostrar los resultados al gestor de la red para que pueda tener conocimiento sobre el estado de la misma de forma continua.



Transformadores de corriente ópticos

Estos elementos **permiten captar la información del estado del cable mediante la medida de corriente nominal del cable o la corriente de las pantallas**. Se trata de elementos pasivos que envían la información a la unidad de procesamiento a través de la fibra óptica.



Multiplexadores

Elementos pasivos que permiten compartir sobre la misma fibra diferentes transformadores ópticos de corriente, **minimizando el uso de la fibra óptica**.

Resumen ejecutivo

Soluciones para el mantenimiento y la localización de faltas en líneas subterráneas

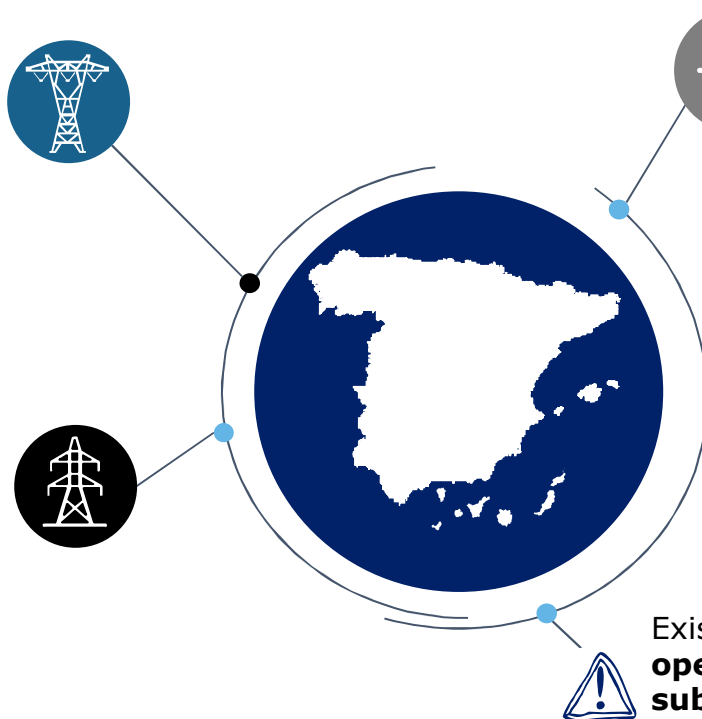
1

Las redes eléctricas subterráneas de Alta Tensión son activos que **requieren un elevado nivel de inversión** por parte de las empresas dedicadas al transporte y distribución de energía eléctrica. Se trata de **redes con múltiples beneficios**, pero que **implican una mayor complejidad en su instalación y montaje**, así como en la **operación y mantenimiento a lo largo de su vida útil**. El **mantenimiento en las líneas subterráneas, y, en especial, las soluciones que habilitan un mantenimiento global (predictivo, preventivo y correctivo)** resultan críticas para evitar futuros fallos y mayores costes al sistema.

La red de transporte de electricidad en España cuenta con **1.076 km de líneas subterráneas⁽¹⁾**, repartidas en los siguientes niveles de tensión:

- **88 km en 400 kV**
- **988 km en tensión de hasta 220 kV**

La red de distribución de electricidad cuenta con más de **2.000 km de líneas subterráneas de más de 36 kV**, con una distribución aproximada de **un 75% líneas de hasta 110 kV y un 25% líneas entre 110 kV y 220 kV**.



Las líneas eléctricas subterráneas tienen una serie de características comunes

Reparaciones caras y lógicamente complejas

Complejidad de supervisión

Dificultad de inspección visual

Existe riesgo de fallos causados por agentes externos

Típicamente se trata de instalaciones críticas

Existen **puntos especialmente sensibles en la operación y mantenimiento de las redes subterráneas de alta tensión: (i) empalmes y conexiones, (ii) apartamiento de maniobra y protección y (iii) puntos terminales de la red.**

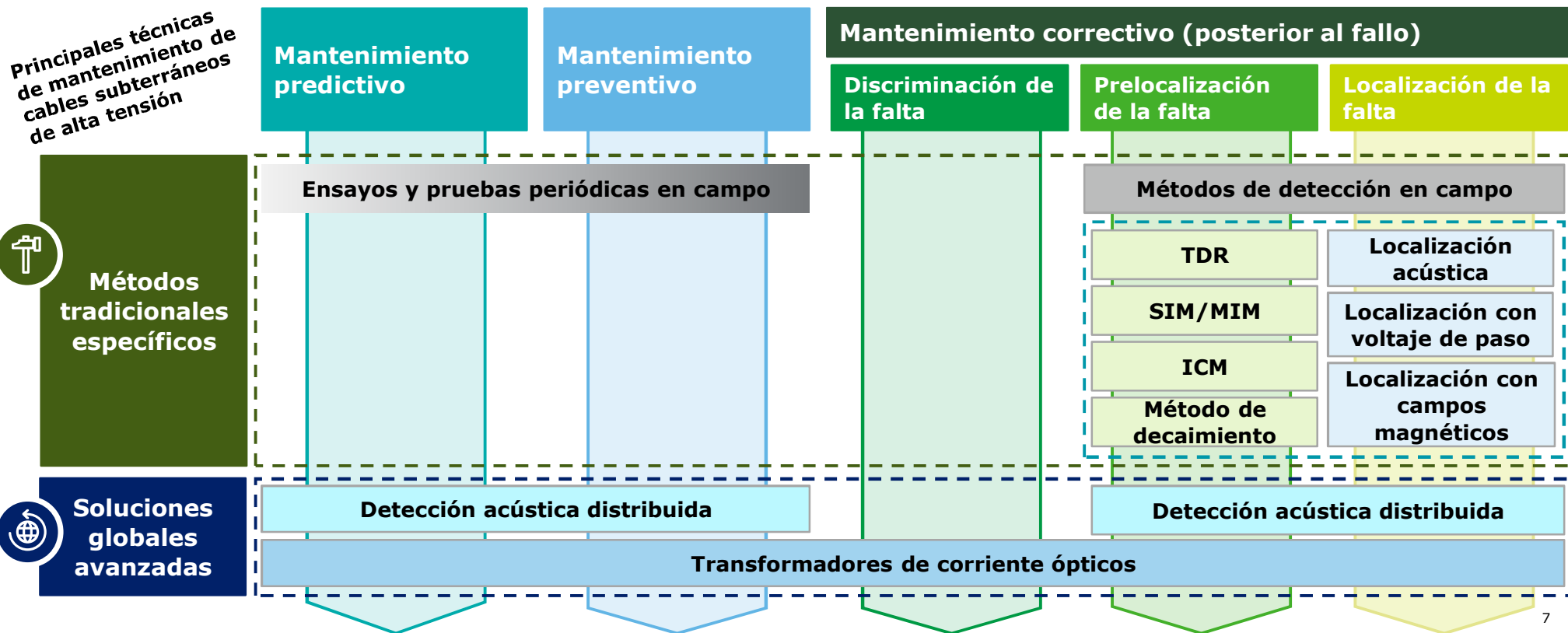
(1) Fuente: Avance del Informe del Sistema Eléctrico Español 2019 – Red Eléctrica de España (REE)

Resumen ejecutivo

Soluciones para el mantenimiento y la localización de faltas en líneas subterráneas

2

El mantenimiento preventivo tradicional de las redes subterráneas de alta tensión se caracteriza por la realización de ensayos periódicos en campo, requiriendo, entre otros, trabajos en tensión, cortes programados del suministro y desplazamiento a campo de las brigadas. Adicionalmente, la dificultad para desarrollar un mantenimiento predictivo y la ausencia, en muchos casos, de una supervisión continua de las condiciones del cable, incrementa la necesidad de efectuar mantenimientos correctivos que, muchas veces, tienen como resultado interrupciones prolongadas motivadas por la dificultad asociada a la prelocalización general y a la localización específica de faltas.



Resumen ejecutivo

Soluciones para el mantenimiento y la localización de faltas en líneas subterráneas

3 En este sentido, el **desarrollo de soluciones innovadoras en el ámbito de la digitalización, y particularmente de la supervisión avanzada de líneas subterráneas** de alta tensión, ofrece **herramientas globales para el mantenimiento de estos activos. Las soluciones basadas en el empleo de transformadores de corriente ópticos permiten unificar el mantenimiento predictivo, a través de un seguimiento continuo del estado de la instalación, con funciones propias del mantenimiento correctivo como son la prelocalización y localización de la falta, así como la discriminación del origen de la falta en tramos mixtos (aéreo-subterráneo).**

 Principales funcionalidades de la supervisión avanzada de líneas subterráneas de alta tensión a través de transformadores de corriente ópticos



Mantenimiento predictivo



Utiliza como referencia **las corrientes que circulan por las pantallas de los cables.**



Los **circuitos de pantalla recorren el cable en su integridad**, por lo que pueden proporcionar información sobre su estado, permitiendo:

- **Vigilar la integridad del circuito de puesta a tierra.**
- **Obtener información del estado de operación del cable** en tiempo real y evaluar la **posible degradación de su aislamiento.**



Discriminación de falta en líneas mixtas



Permite **discriminar, en líneas mixtas si la falta tiene origen en el tramo aéreo o en el subterráneo.**



Esta solución **habilita la actuación de los reenganchadores siempre y cuando la falta se produzca en tramos aéreos, evitando el reenganche en caso de falta en el tramo subterráneo.** De esta forma **se reducen las indisponibilidades de la línea asociadas al desconocimiento del origen real de la falta.**



Localización de la falta



Permite la **prelocalización del área en el que se encuentra la falta y la localización exacta** del punto en el caso de que se disponga de un modelo de impedancias de la instalación.



La operación de la solución determina, secuencialmente, (i) **la fase en falta**, (ii) la **parte principal en falta**, (iii) la **parte menor en falta** y (iv) el **punto de falta.**

Resumen ejecutivo

Soluciones para el mantenimiento y la localización de faltas en líneas subterráneas

4

Estas mejoras en el mantenimiento permiten minimizar los tiempos de interrupción y los trabajos en tensión. Como resultado, se obtienen **beneficios tangibles para el conjunto del sistema**, a través de la **reducción de las interrupciones y la identificación de puntos de la red con mayor degradación**, lo cual habilita la **mejora de los equipos previa al fallo**, evitando la reducción de su vida útil, así como el desarrollo de acciones en áreas de la red con un alto nivel de pérdidas.



Se ha efectuado un análisis de los costes y beneficios asociados a una implementación global de la solución en la red subterránea de alta tensión española, tanto en transporte como en distribución.

Costes estimados	Coste de capital inicial (CAPEX)	53,2 – 58,2 M€	OPEX anual estimado	0,5 – 0,6 M€/año
Beneficios estimados	Beneficios anuales asociados a la reducción del TIEPI	4,7 – 5,8 M€/año	Beneficios anuales asociados a la reducción de las pérdidas	0,13 – 0,18 M€/año



Se han considerado 2 escenarios: el escenario 1 no contempla desarrollos de la red ni aumentos de la demanda, mientras que el escenario 2 contempla incrementos tanto del desarrollo de redes como de la demanda en línea con el proceso de electrificación de la economía. En ambos casos se observa que la implementación de la solución presentaría beneficios netos para el sistema.



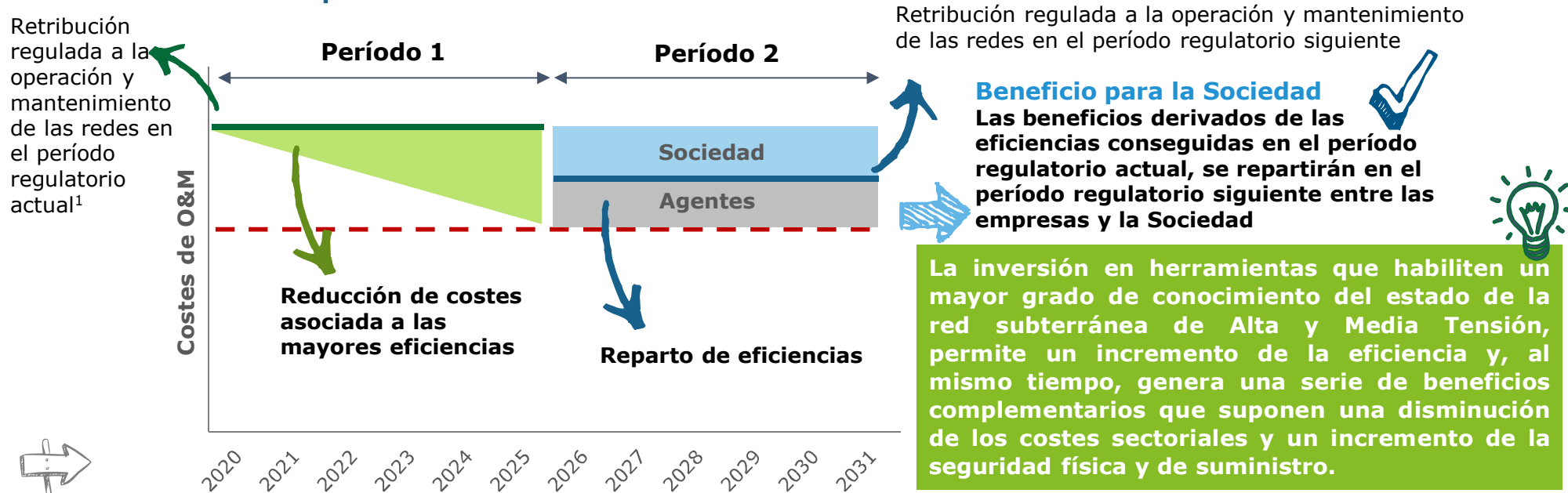
(1) Tasa de descuento empleada: 5,58%.

Resumen ejecutivo

Soluciones para el mantenimiento y la localización de faltas en líneas subterráneas

5

Por otro lado, las metodologías regulatorias introducidas en las recientes Circulares normativas de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) permiten que la contribución de estas soluciones a una gestión más óptima de las redes de electricidad, tanto de transporte como de distribución, tenga como resultado, en períodos regulatorios sucesivos, la generación de eficiencias de las que pueden beneficiarse los consumidores. Adicionalmente, la implantación de la solución podría aportar una herramienta complementaria a los mecanismos retributivos, basados en incentivos, para la mejora de la calidad de suministro y la reducción de las pérdidas.



Los actuales incentivos a la mejora de la calidad de suministro y a la reducción de las pérdidas en la actividad de distribución eléctrica son mecanismos retributivos de "suma cero", lo que favorece la competición entre compañías. No obstante, con objeto de mejorar los niveles de calidad y pérdidas por encima de un determinado umbral, el desarrollo de soluciones como la analizada en este documento permitiría dotar a las compañías de las herramientas necesarias para una mejora global de los indicadores, complementaria a las mejoras canalizadas a través de los incentivos.

(1) En relación con la metodología retributiva de la actividad de distribución eléctrica, la reducción de costes se efectúa cada año del período regulatorio 2020-2025 con una reducción anual de, aproximadamente, el 3%. No obstante, en ajustes previos a períodos regulatorios futuros, las mayores eficiencias podrían ser repartidas entre las compañías y los usuarios, generando un beneficio económico a la Sociedad.

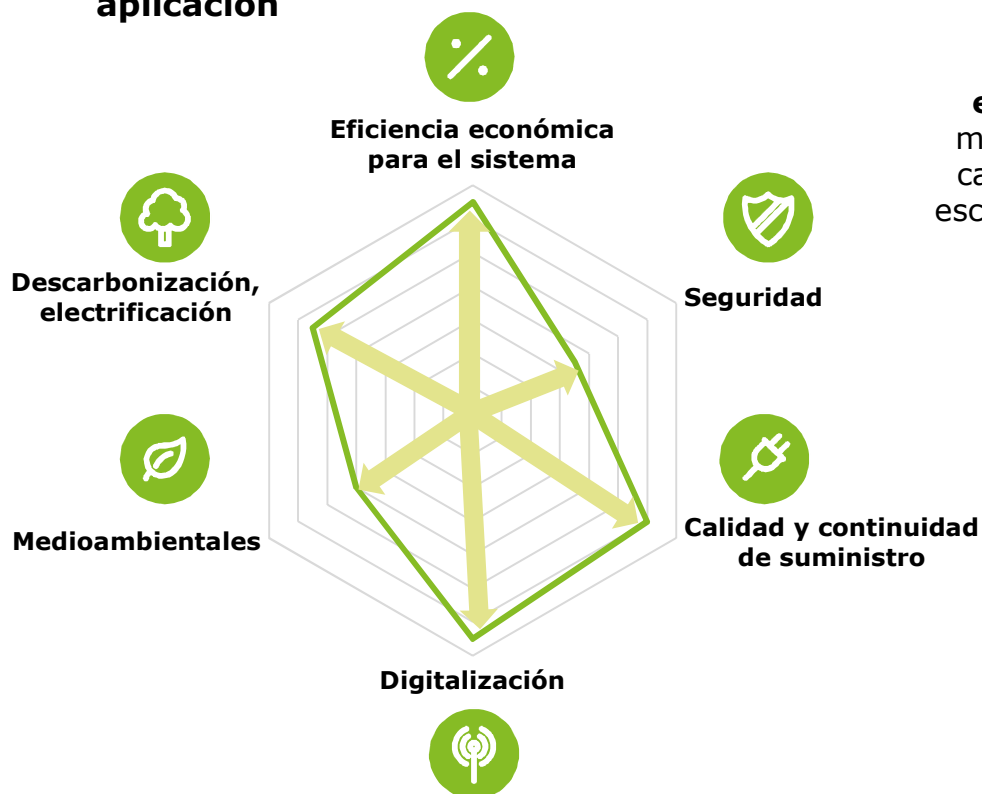
Resumen ejecutivo

Soluciones para el mantenimiento y la localización de faltas en líneas subterráneas

6

La implementación de este tipo de soluciones está alineada con los objetivos de digitalización, electrificación y descarbonización de la política energética a nivel nacional para 2030, así como con los objetivos de la Comisión Europea en el contexto de "reconstrucción" post-COVID19, centrados en una recuperación "hacia una Europa más verde, digital y resiliente". Adicionalmente, es necesario considerar la contribución en términos de empleo e innovación de las empresas españolas que desarrollan este tipo de soluciones tecnológicas.

Evaluación del impacto de la solución en relación con los criterios regulatorios de aplicación



Relevancia de los beneficios complementarios

La solución presenta **beneficios en términos de seguridad**, al contribuir a la reducción de los trabajos en tensión, así como en **aspectos relacionados con el medioambiente y la política energética de descarbonización y electrificación**, al permitir un mayor seguimiento de las redes subterráneas, más resilientes ante el cambio climático, así como optimizar el funcionamiento de éstas ante escenarios variables de carga asociados a la integración de tecnologías de generación renovable, **permitiendo mejorar la información disponible de aspectos clave como la calidad de onda.**

Contribución a la recuperación económica

El impulso a la **digitalización de las redes de transporte y distribución de electricidad** constituye un vector dinamizador de la actividad económica, dada la importancia de las empresas españolas dedicadas a este ámbito. Adicionalmente, **el desarrollo de este tipo de herramientas puede verse favorecido por los programas de inversiones que está diseñando la Comisión Europea, y cuyas bases consideran la transición ecológica y digital una palanca clave para dinamizar la actividad y favorecer la recuperación económica tras la pandemia del COVID-19.**

Resumen ejecutivo

Soluciones para el mantenimiento y la localización de faltas en líneas subterráneas

7

Como se ha descrito en los puntos anteriores, **estas soluciones pueden aportar al sistema una serie de beneficios tanto cuantitativos como cualitativos.** En este sentido, **para que las inversiones habilitadoras de estas soluciones se produzcan, los gestores de las redes de transporte y distribución de electricidad han de poder canalizarlas a través de los mecanismos regulatorios existentes.**

Ámbito de aplicación	Normativa de referencia	Posibles mecanismos regulatorios en los que podría tener encaje la solución planteada	
Transporte de electricidad	Circular 5/2019 y Circular 7/2019	 <p>Aquellas instalaciones de transporte que tengan condiciones de diseño, configuración, operativas o técnicas que difieran de los estándares considerados en los valores unitarios de referencia recogidos en la Circular correspondiente.</p> <p>[...] despachos de maniobra y telecontrol de la red de transporte, dado que carecen de un valor unitario de referencia.</p> <p>Aquellas inversiones efectuadas por las empresas transportistas en proyectos piloto. Estas inversiones deben suponer un beneficio cuantificable para el sistema en términos de seguridad, calidad, eficiencia, objetividad y transparencia, para lo que la solicitud de reconocimiento de este tipo de inversiones deberá acompañarse de un análisis coste-beneficio y una memoria técnica.</p>	
Distribución eléctrica	Circular 6/2019	 <p>Inversiones en digitalización y automatización de las redes necesarias para la transición energética</p>  <p>Sistemas de Supervisión Avanzada de Alta Tensión (a partir de 36 kV).</p> <p>Equipos para la sensorización y monitorización de la red.</p>	 <p>Inversiones en proyectos piloto</p> <p>De forma análoga a la Circular de Transporte, la Circular 6/2019 recoge la posibilidad de efectuar inversiones en proyectos piloto, los cuales han de suponer un beneficio cuantificable para el sistema en términos de seguridad, calidad, eficiencia, objetividad y transparencia.</p>

Resumen ejecutivo

Soluciones para el mantenimiento y la localización de faltas en líneas subterráneas

8

Para la evaluación de la solución, se ha aplicado una metodología de general aceptación originalmente planteada por el "Electric Power Research Institute" (EPRI), y posteriormente utilizada por la Comisión Europea en la elaboración de las guías relativas al análisis coste-beneficio en determinadas soluciones sectoriales, como el despliegue de "smart meters" o el desarrollo de "smart grids".



Caracterización de la solución

1

Análisis y descripción de la **tecnología empleada**, así como los **elementos y objetivos de la solución**.



2

Establecimiento de la **relación de los activos con las funcionalidades que desempeñan**.



Estimación de beneficios

3

Establecer la relación de las **funcionalidades anteriores con los beneficios que permiten obtener**.



4

Establecimiento del **escenario de referencia**.



5

Monetización de beneficios e identificación de beneficiarios.



Comparación de coste y beneficios

6

Identificación y cuantificación de los principales costes de la solución.



7

Comparación cuantitativa de los costes y beneficios derivados de la implementación de la solución.



Análisis cualitativo

8

Evaluación de la **contribución de la solución a los principales criterios específicos** establecidos por la regulación en la que se establece el marco de la solución.



9

Identificación y estimación de otros aspectos e impactos cualitativos a nivel social, difíciles de valorar cuantitativamente.

Evaluación de la solución

Metodología de análisis

Descripción general

Se ha aplicado una **metodología** de general aceptación (elaborada por el Electric Power Research Institute (EPRI)), utilizada a su vez por **la Comisión Europea en la elaboración de las guías para la realización de análisis coste-beneficio en determinadas soluciones del sector eléctrico**, como el despliegue de *smart meters* o el desarrollo de *smart grids*. Se propone la realización de este análisis **considerando impactos tanto cuantitativos como cualitativos**.

Caracterización de la solución

1 Análisis y descripción de la **tecnología empleada**, así como los **elementos y objetivos de la solución**.

2 Establecimiento de la **relación de los activos con las funcionalidades que desempeñan**.

Estimación de beneficios

3 Establecer la relación de las **funcionalidades anteriores con los beneficios que permiten obtener**.

4 Establecimiento del **escenario de referencia**.

5 **Monetización de beneficios e identificación de beneficiarios**.

Comparación de coste y beneficios

6 **Identificación y cuantificación de los principales costes de la solución**.

7 **Comparación cuantitativa de los costes y beneficios** derivados de la implementación de la solución.

Análisis cualitativo

8 Evaluación de la **contribución de la solución a los principales criterios específicos establecidos por la regulación en la que se establece el marco de la solución**.

9 **Identificación y estimación de otros aspectos e impactos cualitativos a nivel social, difíciles de valorar cuantitativamente**.

Metodología de análisis

Etapa 1: Análisis y descripción de las tecnologías, elementos y objetivos de la solución

La primera etapa para la realización del análisis coste-beneficio es la **definición de los elementos que componen la solución, así como los principales objetivos buscados con su implementación.**

La solución propuesta debe estar claramente definido como una unidad autosuficiente de análisis. Para ello, se debería proporcionar, al menos, la siguiente información:

-Análisis no exhaustivo-



Características de la red eléctrica donde se implantaría la solución.



Contexto regulatorio y su impacto como marco en el cual se implementaría la solución.



Definición clara de los objetivos de la solución, así como de los impactos esperados a nivel socioeconómico.



Descripción de principales soluciones aplicadas en el escenario actual.



Principales características a nivel técnico de la nueva solución propuesta.

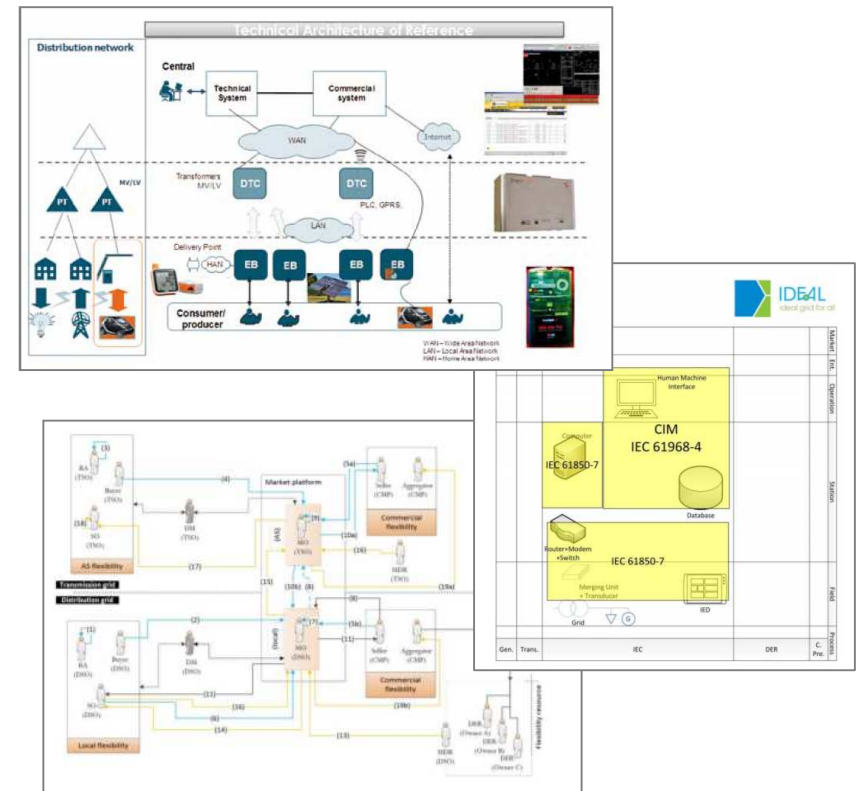


Cualquier otra característica que ayude a definir la solución, aportando valor y diferenciándola respecto a otras más clásicas o tradicionales.



Agentes relevantes en la implementación de la solución, involucrados tanto directa como indirectamente.

Ejemplos ilustrativos



Etapa 1: Análisis y descripción de la solución

Características de la red eléctrica donde se implantaría la solución



Dificultad de inspección visual

Las líneas eléctricas subterráneas de alta tensión, conjuntamente con los elementos de comunicación que las acompañan, **se diseñan para operar durante una vida útil de varias décadas sin que exista la posibilidad de realizar inspecciones visuales periódicas.**



Existe riesgo de fallos causados por agentes externos

Además del riesgo de que se produzca una avería en la instalación debido a un fallo en el cable, **existe también un riesgo elevado de que esta se produzca por causas ajenas, motivadas por terceros o por fenómenos meteorológicos. En estos casos resulta fundamental optimizar el proceso de localización de la falta.**



Complejidad de supervisión

La supervisión para la detección previa de efectos como corrosión, daños o desgaste en el cable es crítica, y, a su vez, **difícil de realizar.** Habitualmente, **un corte en el suministro es el primer indicador de un fallo en la instalación.**



Se trata de instalaciones críticas

Debido a que habitualmente las líneas eléctricas subterráneas de alta tensión son **instalaciones críticas por la tipología de instalaciones a los que abastecen,** es importante contar con **métodos de detección rápidos que sean capaces de identificar con precisión el punto de la línea en el que se ha producido el fallo.**



Reparaciones caras y logísticamente complejas

La reparación en una línea de alta tensión subterránea es un proceso logísticamente complejo y con un coste elevado, debido a la dificultad para acceder a la zona donde se identifica que puede haber ocurrido la falta.



Supervisión sobre líneas nuevas y ya existentes

Es recomendable la **existencia de sistemas de supervisión en líneas subterráneas de alta tensión** que puedan instalarse sobre nuevas líneas en el momento de su construcción, así como sistemas que puedan acoplarse fácilmente sobre líneas ya existentes.

Etapa 1: Análisis y descripción de la solución

Características de la red eléctrica donde se implantaría la solución



Mantenimiento predictivo

Los **métodos más avanzados de mantenimiento predictivo** consisten en la **sensorización y supervisión** que permiten la **toma continua de datos** con los que **conocer el estado de la instalación**.

Las metodologías tradicionales de mantenimiento predictivo consisten en la realización de **pruebas basadas en evaluaciones diagnósticas** en función de la antigüedad o criticidad de los equipos, los esfuerzos a los que estén sometidos, el grado de utilización, etc.



Mantenimiento preventivo

Es un **mantenimiento rutinario que se realiza con independencia del estado de la instalación**, con objeto de mitigar el riesgo de fallo.

Adicionalmente, el mantenimiento preventivo **puede originarse como consecuencia de aspectos identificados en el mantenimiento predictivo**. En este caso, el objetivo es **corregir las anomalías detectadas y recuperar las condiciones** reglamentarias de la instalación y mejorar su funcionalidad tras el deterioro sufrido por, entre otros, el envejecimiento y las afecciones externas.



Mantenimiento correctivo (posterior al fallo)

Discriminación de la falta

Permite **conocer si el fallo se ha producido en el tramo aéreo o subterráneo de la línea**.

Este aspecto resulta **clave para habilitar el posible reenganche del tramo aéreo de la línea**. Conocer el origen de la falta permite reducir los tiempos de interrupción en los casos en los que la falta se encuentra en el tramo aéreo y mitiga posibles riesgos adicionales asociados al reenganche en aquellos casos en los que la falta se origina en el tramo subterráneo.

Prelocalización de la falta

Pruebas o ensayos que **permiten determinar de forma aproximada el lugar del fallo**, con objeto de reducir la incertidumbre sobre el área en el que se encuentra, **optimizando el consiguiente proceso de localización del punto exacto**.

Localización de la falta

Confirmación del lugar exacto de la avería, con objeto de **minimizar el tiempo y el coste de la reparación**. En este sentido, hay que considerar que en las redes subterráneas **las reparaciones, habitualmente, precisan de excavaciones y son operaciones logísticamente complejas**, por lo que es necesario conocer un detalle exhaustivo del origen de la falta.

Coste

Seguridad física y de suministro

Etapa 1: Análisis y descripción de la solución

Características de la red eléctrica donde se implantaría la solución

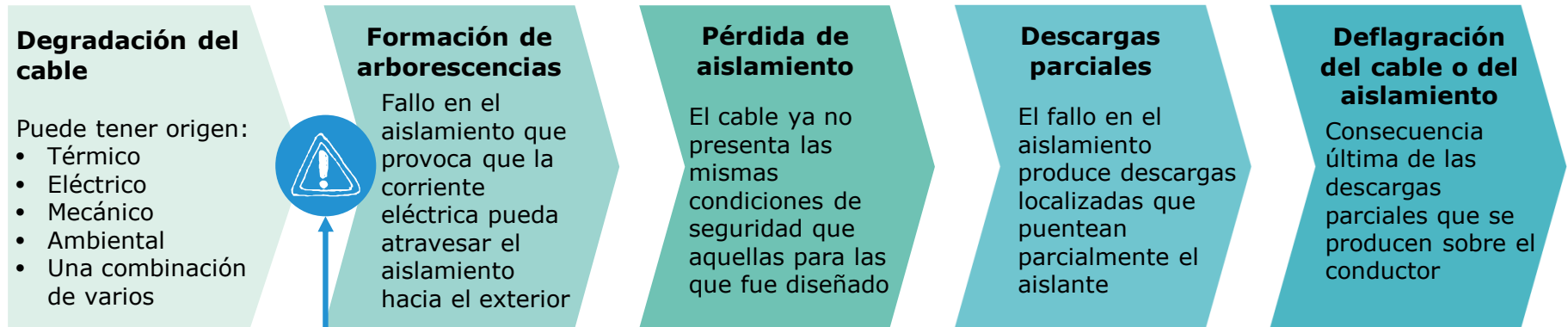


Es necesario un conocimiento profundo de la red eléctrica subterránea para poder identificar los puntos críticos de la misma y clasificarlos para la realización de un mantenimiento predictivo lo más completo y preciso posible.

Los **puntos críticos** de una red eléctrica subterránea son aquellos que tienen una **degradación más rápida, por lo que se puede producir una pérdida de aislamiento, o aquellos puntos que sean críticos para la seguridad de la red.**



Para poder identificar correctamente los puntos críticos de la instalación eléctrica subterránea, debe conocerse la forma en la que se produce el proceso de degradación de la misma.



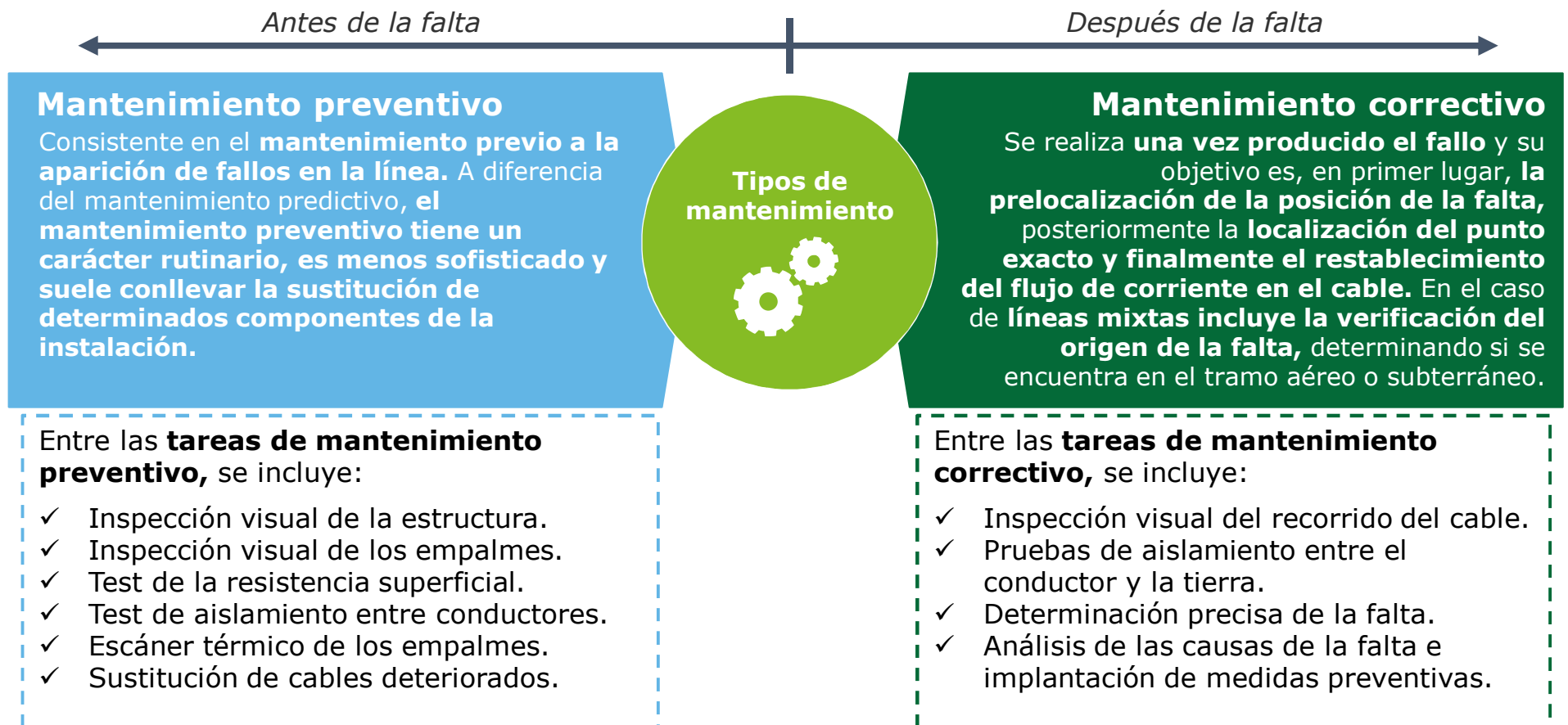
Un mantenimiento predictivo bien diseñado deberá prever, en qué puntos de la instalación y en qué momentos se puede producir una degradación, y en última instancia, evitar que una degradación en el cable conlleve consecuencias más graves.

Etapa 1: Análisis y descripción de la solución

Características de la red eléctrica donde se implantaría la solución




El mantenimiento preventivo, a diferencia del predictivo, tiene un carácter rutinario y no incluye una supervisión completa de la instalación. En determinados casos, el mantenimiento predictivo permite dar la señal de alarma del estado de la instalación y el mantenimiento preventivo consiste, en tales casos, en la **sustitución de cables u otros elementos deteriorados**. **El mantenimiento correctivo se realiza una vez producido el fallo, y la principal dificultad está relacionada con la localización del mismo.**



Etapa 1: Análisis y descripción de la solución

Características de la red eléctrica donde se implantaría la solución

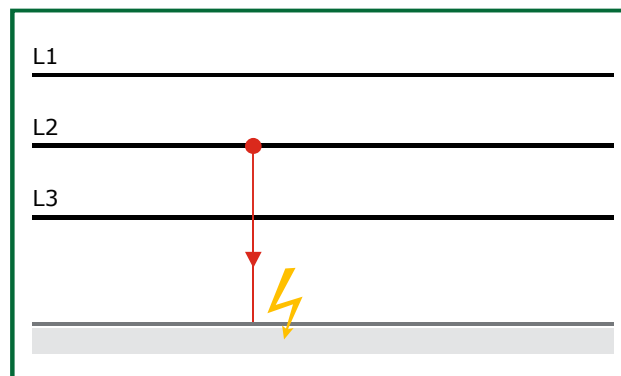
 **Los principales agentes mencionados anteriormente, tanto ajenos a la instalación eléctrica subterránea, como propios, pueden provocar diferentes daños sobre esta, produciendo averías de diferentes niveles de magnitud. El mantenimiento predictivo y preventivo tradicional, basado en la realización de ensayos en campo, no permite una supervisión continua y completa que minimice la necesidad de mantenimiento correctivo.**

01 Cortocircuito

Ocurre cuando en el punto de la avería, **los daños en el aislamiento del conductor provocan que entre el conductor y la pantalla se produzca una conexión que permita el paso de la corriente.** Con carácter general, el cortocircuito se produce entre el conductor y la pantalla como consecuencia de la degradación del aislamiento. De forma residual, esta avería puede producirse entre dos de las fases, o entre las tres fases (cortocircuito trifásico).

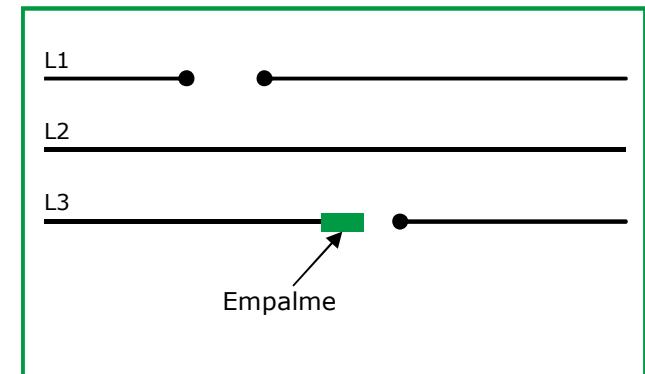
02 Cortocircuito a tierra

En este caso, la avería se produce por el **contacto a tierra de una red aislada, o por el cortocircuito a tierra de una red puesta a tierra.**



03 Avería de circuito abierto

Se produce cuando **uno o varios conductores se rompen** y se produce una discontinuidad en el suministro. También puede producirse cuando, **debido a un estrés mecánico, un conductor pierde la conexión en el empalme.**



Etapa 1: Análisis y descripción de la solución



Características de la red eléctrica donde se implantaría la solución



Los principales agentes mencionados anteriormente, tanto ajenos a la instalación eléctrica subterránea, como propios, pueden provocar diferentes daños sobre esta, produciendo averías de diferentes niveles de magnitud. El mantenimiento predictivo y preventivo tradicional, basado en la realización de ensayos en campo, **no permite una supervisión continua y completa que minimice la necesidad de mantenimiento correctivo.**

04

Averías intermitentes

En ocasiones **los fallos no son constantes, sino que surgen únicamente en el cable bajo determinadas condiciones de intensidad de corriente eléctrica que circula por él.**

05

Averías en cubiertas de cable

Los daños en las cubiertas del cable **no siempre provocan directamente una avería, pero pueden ser la causa de una avería a largo plazo**, debido a la penetración de humedad o a la corrosión del conductor.



06

Incendios

Como consecuencia de cualquiera de las averías anteriores, puede producirse una chispa que origine un **incendio, extendiéndose por la galería subterránea dañando otras partes de la instalación.**



Etapa 1: Análisis y descripción de la solución

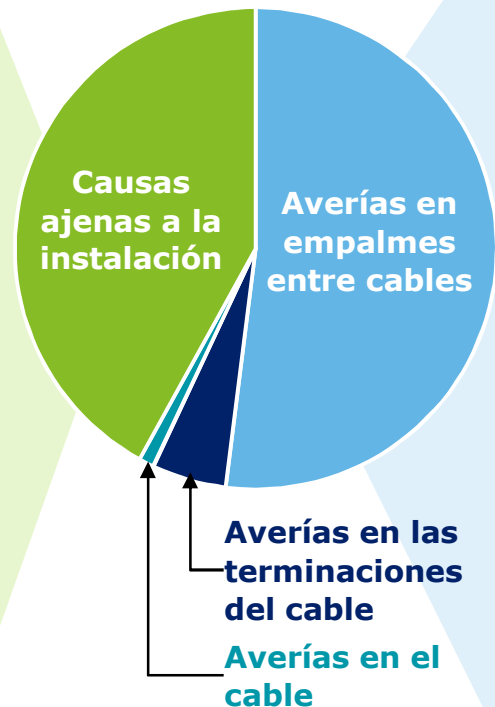
Características de la red eléctrica donde se implantaría la solución



El mantenimiento correctivo se desarrolla una vez que el fallo o avería ha afectado al cable subterráneo. En este sentido, las **principales causas de las averías** en una línea subterránea de alta tensión se deben, en su mayoría, a **fallos no producidos estrictamente sobre la instalación y a averías producidas en los empalmes entre distintos cables.**

- Obras y labores de **mantenimiento ejecutadas sin las debidas protecciones en las cercanías de la instalación.**
- **Daños causados durante el traslado o montaje** de los elementos de la instalación y **no detectados en la puesta en marcha.**
- **Defectos en el aislamiento no detectados en la puesta en marcha,** tales como contaminaciones, vacuolas, profusiones o incrustaciones entre materiales de las distintas capas del cable.
- **La humedad ambiente o la entrada de agua.**
- **Cargas sobre la instalación debidas al paso de vehículos.**
- **Terreno inestable,** que puede provocar movimientos de tierra no deseados.

Datos ilustrativos



Origen eléctrico:

- Sobretensiones tras aperturas y cierres de interruptores.
- Descargas parciales.
- Rayos.

Origen térmico:

- Aumento de la capacidad admisible sobre el conductor durante periodos elevados de tiempo.
- Condiciones ambientales de temperatura elevada.

Origen mecánico:

- Tensión excesiva sobre el conductor en su colocación o su disposición con un radio de curvatura inferior al límite mínimo.
- Condiciones de presión o vibraciones a las que se ven sometidos los materiales debido a, por ejemplo, obras que produzcan en zonas cercanas.

Origen medioambiental:

- Los agentes medioambientales, a pesar de que se trate de una instalación enterrada, pueden afectar y acelerar la degradación de los materiales.

Etapa 1: Análisis y descripción de la solución

Contexto regulatorio y su impacto como marco en el cual se implementaría la solución



La Administración General del Estado, en colaboración con las Comunidades Autónomas, **elabora cada 4 años una planificación energética en la que se define cómo será el sistema eléctrico a medio y largo plazo. Este proceso, para el periodo 2021-2026 se inició con la publicación de la Orden TEC/212/2019, de 25 de febrero**, por la que se inicia el procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica con Horizonte 2026.

Principales principios rectores de la planificación de la planificación de la red de transporte de electricidad

- ✓ El **cumplimiento de los compromisos** en materia de energía y clima se van a concretar a nivel nacional en el **PNIEC 2021-2030**.
- ✓ La **contribución a garantizar la seguridad de suministro del sistema eléctrico**.
- ✓ La **supresión de las restricciones técnicas existentes en la red de transporte de electricidad**.
- ✓ El **cumplimiento** de los principios de **eficiencia económica** y del principio de **sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico**.
- ✓ La **maximización de la utilización de la red existente**, renovando, ampliando capacidad, utilizando las nuevas tecnologías y reutilizando los usos de las instalaciones existentes.

Principales aspectos recogidos en el borrador del PNIEC en lo relativo a la digitalización y gestión de las redes eléctricas de transporte y distribución:

- **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.
- **Un mecanismo para su impulso son los esquemas de retribución de las actividades reguladas de distribución y transporte de electricidad que permiten el necesario avance en digitalización, incentivan la innovación y la aplicación de soluciones alternativas a inversiones tradicionales que puedan suponer ahorros para el sistema y reconocen el mayor nivel de interacción de los gestores de red con los usuarios.**

Principales aspectos recogidos en el borrador del Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático:

- **Mejorar el conocimiento sobre los impactos potenciales del cambio climático en la funcionalidad y resiliencia de los sistemas de generación, transporte, almacenamiento y distribución de la energía** y concretar medidas de adaptación para evitar o reducir los riesgos identificados.
- **Identificar riesgos derivados de eventos extremos en las infraestructuras energéticas críticas** y aplicar medidas para evitar su pérdida de funcionalidad.

Etapa 1: Análisis y descripción de la solución

Contexto regulatorio y su impacto como marco en el cual se implementaría la solución

La Circular 5/2019, 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 transporte de energía eléctrica**, establece la tipología de retribución regulada a la que podría acogerse la **solución en el ámbito del transporte eléctrico**:

Consideraciones relativas a la metodología para el **cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica**.

La Circular 7/2019 establece una serie de **nuevas instalaciones tipo, asociadas a la modernización y digitalización de la red y susceptibles de ser clasificadas como instalaciones singulares**.

Inclusión en tipologías de instalación existentes

Static Synchronous Compensator	Static Var Compensator	Thyristor Controlled Reactor	Thyristor Switched Reactance	Static Synchronous Series Compensator
Overload Line Controller	Unified Power Flow Controller	Interline Power Flow Controller	Thyristor Controlled Series Capacitor	...



Instalaciones singulares

- Aquellas **instalaciones de transporte que tengan condiciones de diseño, configuración, operativas o técnicas que difieran de los estándares considerados en los valores unitarios de referencia** recogidos en la Circular correspondiente.
- Tendidos submarinos, los tendidos desarrollados en corriente continua y las estaciones convertoras de corriente alterna a corriente continua, así como los **despachos de maniobra y telecontrol de la red de transporte, dado que carecen de un valor unitario de referencia.**
- Aquellas **inversiones efectuadas por las empresas transportistas en proyectos piloto. Estas inversiones deben suponer un beneficio cuantificable para el sistema en términos de seguridad, calidad, eficiencia, objetividad y transparencia**, para lo que la solicitud de reconocimiento de este tipo de inversiones deberá acompañarse de un **análisis coste-beneficio** y una **memoria técnica**.




Con carácter general, **la vida útil regulatoria de las instalaciones singulares será de 40 años.**



Etapa 1: Análisis y descripción de la solución

Contexto regulatorio y su impacto como marco en el cual se implementaría la solución

 **La 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**, establece la tipología de retribución regulada a la que podría acogerse la **solución en el ámbito de la distribución eléctrica**:

Consideraciones relativas a la metodología para el **cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica**.

Inversiones en digitalización y automatización de las redes necesarias para la transición energética

La Circular establece como **inversión retribuable las 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.

Tendrán la consideración de actuaciones a reconocer, entre otras, las siguientes tipologías:

- 1 Sistemas de Supervisión Avanzada de Alta Tensión (a partir de 36 kV).**
- 2 Equipos para la sensorización y monitorización de la red.**
 - ✓ Monitorización de descargas parciales
 - ✓ Sensorización de tierras
 - ✓ Otros equipos

Estas instalaciones técnicas tendrán, con carácter general, una **vida útil regulatoria de 12 años**.

Inversiones en proyectos piloto

La Circular establece el **reconocimiento a inversiones**, con cargo a los costes de distribución, **aquellas efectuadas por las empresas distribuidoras en proyectos piloto**.

Se deberá garantizar que las citadas **inversiones suponen un beneficio cuantificable para el sistema en términos de:**

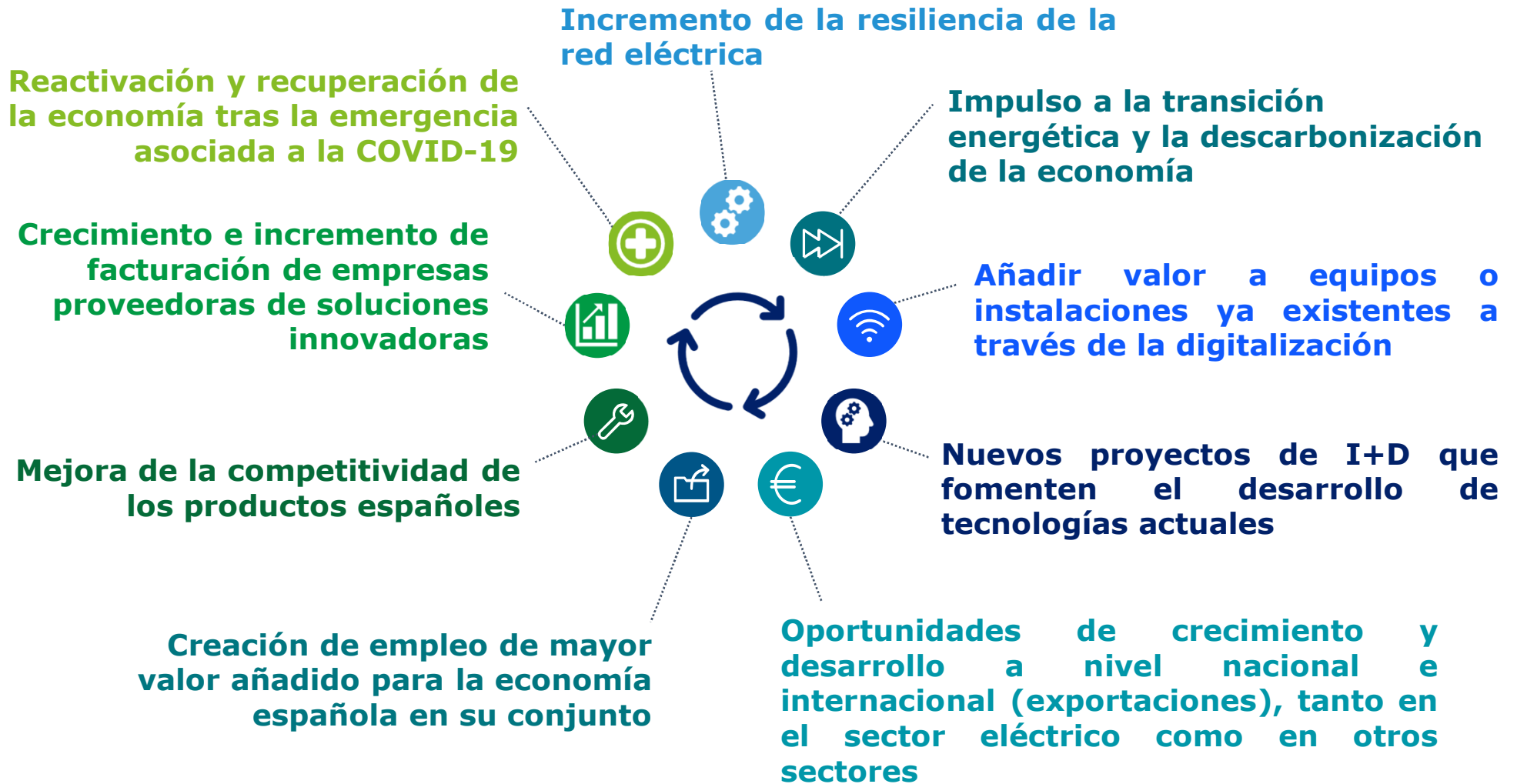
- ✓ Seguridad
- ✓ Calidad
- ✓ Eficiencia
- ✓ Objetividad
- ✓ Transparencia

La solicitud de reconocimiento de este tipo de inversiones deberá acompañarse de un **análisis coste-beneficio y una memoria técnica**.

La **retribución** a dichas inversiones **será fijada mediante resolución de la CNMC**, que **determinará** también la **vida útil regulatoria** prevista para dicho activo.

Etapa 1: Análisis y descripción de la solución

Definición de los objetivos de la solución y de los principales impactos esperados a nivel socioeconómico



1

2

3

4

5

6

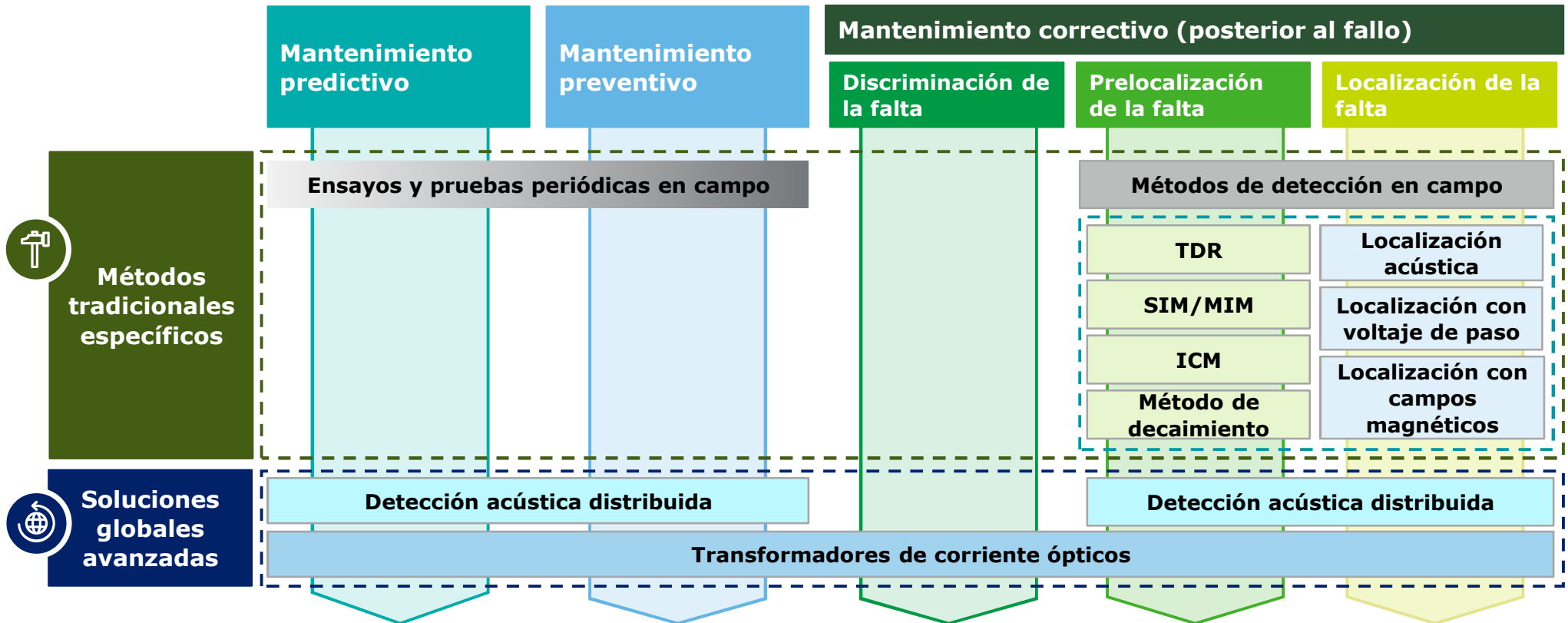
7

8

9

Etapa 1: Análisis y descripción de la solución

Descripción de principales soluciones aplicadas en el escenario actual



Las **soluciones tradicionales de mantenimiento son típicamente preventivas** y se basan en la realización de **verificaciones rutinarias *in situ*** en el tramo de línea subterránea, que permitan detectar de forma preventiva determinadas insuficiencias en el estado de la instalación. En el **ámbito de actuación posterior al fallo**, el **mantenimiento correctivo tradicional se basa en la visita a campo y un proceso de prelocalización y localización largo en el tiempo.**

Determinadas soluciones más avanzadas permiten un **seguimiento continuo del estado de la línea subterránea**, así como la **discriminación, prelocalización y localización de la falta, sin necesidad de desplegar equipos de mantenimiento, reduciendo el coste y aumentando la seguridad.**



Etapa 1: Análisis y descripción de la solución

Descripción de principales soluciones aplicadas en el escenario actual

La **metodología tradicional de mantenimiento predictivo y preventivo en cables subterráneos** consiste en la realización de **una serie de ensayos y pruebas de manera periódica**. Estas tomas de datos pueden realizarse sobre la línea en servicio, o fuera de servicio. **Esta metodología tradicional presenta diferentes inconvenientes en términos de precisión, seguridad, tiempos y costes.**

- 
Inspección visual
 Es la **prueba más básica**, y consiste en analizar visualmente la línea y otros componentes asociados, con objeto de identificar posibles incidencias.
- 
Medida de temperatura
 Se realizan **mediciones de temperatura en distintas partes de la instalación** bajo régimen normal de funcionamiento.
- 
Verificación de conexiones de puesta a tierra
 Se comprueba que **la resistencia de la conexión a tierra es adecuada considerando el valor fijado para el proyecto.**
- 
Ensayos de tensión sobre la cubierta del cable
 Se aplica **tensión continua entre la cubierta del cable** y un electrodo de referencia, y se comprueba que la citada tensión permanece estable en el tiempo.
- 
Ensayo de continuidad y resistencia de las pantallas
 Se comprueba la **continuidad de la pantalla a lo largo del cable y sus empalmes**, debiendo mantener los valores de resistencia fijados por el fabricante.
- 
Ensayo de tensión sobre el aislamiento
 Este ensayo se realiza **para valorar la existencia de imperfecciones o anomalías** que puedan conducir a una **perforación o envejecimiento prematuro.**
- 
Medida de descargas parciales
 Las pequeñas imperfecciones en el cable pueden producir **descargas y provocar perforaciones, acortando la vida útil del cable.**
- 
Ensayo de tangente δ
 Este ensayo **proporciona información fundamental acerca del estado del aislamiento del cable.**

 Capacidad de ofrecer una solución integral		 Eficiencia en términos de tiempos y costes		 Riesgo para la seguridad física		 Precisión en la localización de la falta	n.a.
--	---	---	--	--	---	---	-------------

Etapa 1: Análisis y descripción de la solución

Descripción de principales soluciones aplicadas en el escenario actual



Debido a que, generalmente, no es posible detectar visualmente la **ubicación de una falta subterránea**, la metodología de detección de faltas se basa en **dos fases**. En primer lugar, se realiza una **detección aproximada** de la ubicación utilizando métodos técnicos en el inicio de las líneas. Algunos de los métodos más utilizados son los siguientes:

Fase I

1



La **reflectometría de dominio de tiempo (TDR)** es utilizada para la detección de faltas de baja resistividad, interrupciones y la localización de empalmes. Se envía un **pulso de baja tensión** en un conductor y se observan reflexiones en los puntos del cable en los que aparece una **discontinuidad de la impedancia**.

2



El **método de impulsos secundarios o múltiples** se utiliza para detectar faltas de alta resistividad. Consiste en el envío de un **pulso de alta tensión** por el cable el cual convierte permite **convertir la falta** en una de baja resistividad de forma temporal. Posteriormente, es posible utilizar la TDR para su detección.

3



El **método de impulsos de corrientes (ICM)** se utiliza para la detección de faltas de alta resistividad en conductores de **gran longitud**. Se utiliza en conjunto con la TDR y consiste en **generar una sobretensión** que provoca un impulso de corriente en la falta. Estos impulsos pueden detectarse con la TDR.

4



Este método de pre-localización es de utilidad para ciertos tipos de cables en los que la **tensión de la avería es mayor que la tensión del generador de impulsos**. La TDR se usa en conjunto con un generador de tensión, se envía un pulso transitorio cuyo periodo de oscilación permite calcular la distancia de la falta.

Capacidad de ofrecer una solución integral



Eficiencia en términos de tiempos y costes



Riesgo para la seguridad física



Precisión en la localización de la falta



1

2

3

4

5

6

7

8

9

Etapa 1: Análisis y descripción de la solución

Descripción de principales soluciones aplicadas en el escenario actual



Una vez obtenida una localización aproximada de la falta, se envía un **equipo técnico a la ubicación aproximada** para poder detectar la **localización exacta de la falta** y de esta manera, poder **comenzar los trabajos de mantenimiento** correctivo de la línea.

Fase II



Localización acústica

Se envían unos **pulsos de alta tensión** en el terreno por el que discurre la línea y se produce una **señal acústica** que puede ser detectado por el operario con un micrófono de campo unos auriculares. Cuando **más cercano** se haya emitido el pulso a la falta, **mayor será la amplitud del sonido**.



Localización con voltaje de paso

En el caso de **faltas en la cubierta del cable o cortocircuitos a tierra** no es posible realizar el método de detección acústica. Se envía una serie de **impulsos de tensión al terreno** que crearán una **caída de tensión** y mediante la colocación de **dos sondas** en el terreno es posible medir gradientes de tensión y por tanto, localizar la ubicación de la falta.



Localización con campos magnéticos

Resulta útil para la detección de faltas de **baja resistividad en cables multipolares**. Una **señal acústica de alta frecuencia** es enviada al cable de la falta junto a una señal de intensidad que se detecta con una bobina de detección. Dado que la señal acústica vuelve a la posición de la falta, el lugar en el que la bobina no lee ninguna señal es considerado el lugar de la falta.



Identificación del cable

Una vez abierta la zanja en la ubicación de la falta, en caso de **existir varios cables** es necesario **identificar el cable con la falta**. Para ello se conecta un **transmisor con un condensador** que se carga y descarga en el cable. Tras ello, se utiliza una **pinza amperimétrica** que permite descartar y identificar el cable con la falta.



Capacidad de ofrecer una solución integral



Eficiencia en términos de tiempos y costes



Riesgo para la seguridad física



Precisión en la localización de la falta



Etapa 1: Análisis y descripción de la solución

Descripción de principales soluciones aplicadas en el escenario actual



Los métodos tradicionales de mantenimiento predictivo y preventivo, así como prelocalización y localización de faltas **dependen principalmente en la habilidad del capital humano para el uso de técnicas y herramientas**. La manipulación de líneas de alta tensión supone un **peligro para los trabajadores**. Adicionalmente, **el desplazamiento de personal al área en el que se ha producido la falta puede verse dificultado ante emergencias sanitarias (COVID-19)**, además de suponer un **incremento de costes**.



Identificación de los riesgos asociados a la realización de trabajos en campo

Corrientes de paso

Debido al aislamiento al que son sometidos los cables subterráneos el riesgo de una corriente de paso es menor al de una línea aérea. No obstante, **la falta podría haber dañado el aislamiento del cable y haber energizado el terreno**. Por tanto, el terreno colindante podría verse afectado por la existencia de corrientes de paso que pueden provocar **daños y lesiones sin necesidad de que los operarios se hayan acercado o hayan manipulado aparataje eléctrica**.

Manipulación directa de los cables

Una vez localizado el punto en el que se ha producido la falla, pueden existir varios cables discurriendo por dicho punto. **El proceso de identificación del cable afectado es crítico ya que** La actuación sobre un cable incorrecto puede tener graves consecuencias para el personal encargado.

Necesidad de utilizar gran variedad de equipos

Para la realización del mantenimiento predictivo y preventivo, y la prelocalización de la falta y su posterior localización precisa, **es necesaria la utilización de múltiples técnicas y herramientas, lo que conlleva la necesidad de una gran cantidad de aparataje y equipos técnicos, así como formación específica del personal que lleva a cabo dichas tareas**.



Otras consecuencias del desplazamiento de personal

El desplazamiento de personal en el proceso de prelocalización y localización de la falta presenta otra serie de desventajas con respecto a la localización en remoto:

Incremento de tiempo y costes

Posibles dificultades como consecuencia de emergencias sanitarias

La reciente emergencia asociada a la COVID-19 ha puesto de manifiesto la necesidad de contar con herramientas de análisis de las instalaciones que permitan su supervisión en remoto, permitiendo minimizar el impacto de este tipo de sucesos imprevistos.

1

2

3

4

5

6

7

8

9

Etapa 1: Análisis y descripción de la solución

Descripción de principales soluciones aplicadas en el escenario actual



La Detección Acústica Distribuida (*Distributed Acoustic Sensing* – DAS) es una solución de **supervisión en tiempo real y detección de faltas que utiliza la fibra óptica que se encuentra presente junto con el cable subterráneo como medio sensor.**



¿En qué consiste?

- ▶ La Detección Acústica Distribuida es una **variante avanzada de una reflectometría de dominio de tiempo (TDR)**. Este sistema utiliza el cable de fibra óptica como medio sensor para detectar y localizar pequeñas vibraciones de forma distribuida en las proximidades de esta.
- ▶ A través del sistema de supervisión DAS, **el cable de fibra óptica es capaz de detectar eventos vibroacústicos que se produzcan a lo largo de la línea**, lo que permite localizar el punto donde se sitúa la perturbación. Por tanto, la fibra óptica se convierte en un sensor distribuido.
- ▶ A diferencia de las soluciones tradicionales descritas anteriormente, la **Detección Acústica Distribuida permite**, además de una localización más precisa del punto donde se ha producido la falta, **una supervisión continua de la línea, por lo que proporciona información en tiempo real de su estado**, permitiendo la posibilidad de aplicar un mantenimiento preventivo o de actuar sobre la línea antes de que se produzca la falta.
- ▶ Por tanto, **no es necesario el desplazamiento de equipos de trabajo al lugar donde se encuentre la línea para la realización de tareas de mantenimiento predictivo o preventivo, o la prelocalización de la falta**, con el consiguiente ahorro de costes y tiempo que esto supone.
- ▶ Sin embargo, al estar basado en la detección de eventos vibroacústicos que se produzcan sobre el cable subterráneo, en ocasiones el **sistema puede dar un aviso indicando que se ha producido una incidencia sobre el cable, lo que supondría un falso positivo.**



Capacidad de ofrecer una solución integral



Eficiencia en términos de tiempos y costes



Riesgo para la seguridad física



Precisión en la localización de la falta



1

2

3

4

5

6

7

8

9

Etapa 1: Análisis y descripción de la solución

Principales características a nivel técnico de la solución basada en transformadores de corriente ópticos

La tecnología basada en transformadores de corriente ópticos **puede aplicarse en tres ámbitos (mantenimiento predictivo, discriminación de falta y localización y prelocalización de falta)**. En cualquiera de las aplicaciones, **la tecnología utiliza la misma tipología de componentes: una unidad de procesamiento (CPU), una serie de transformadores de corriente ópticos y una serie de multiplexadores**. Adicionalmente, en todos los casos, **se precisa del uso parcial y optimizado de la fibra óptica como elemento del sistema, a través del cual el interrogador situado en la unidad de procesamiento envía pulsos de luz, los cuales son modificados por el transformador y devueltos a la unidad de procesamiento**.



Unidad de procesamiento

Se trata del **componente encargado del procesamiento de la información procedente de los transformadores de corriente ópticos**, con objeto de mostrar los resultados al gestor de la red para que pueda tener conocimiento sobre el estado de la misma de forma continua.



Transformadores de corriente ópticos

Estos elementos **permiten captar la información del estado del cable mediante la medida de corriente nominal del cable o la corriente de las pantallas**. Se trata de elementos pasivos que envían la información a la unidad de procesamiento a través de la fibra óptica.



Multiplexadores

Elementos pasivos que permiten **compartir sobre la misma fibra diferentes transformadores ópticos de corriente, minimizando el uso de la fibra óptica**.

Capacidad de ofrecer una solución integral



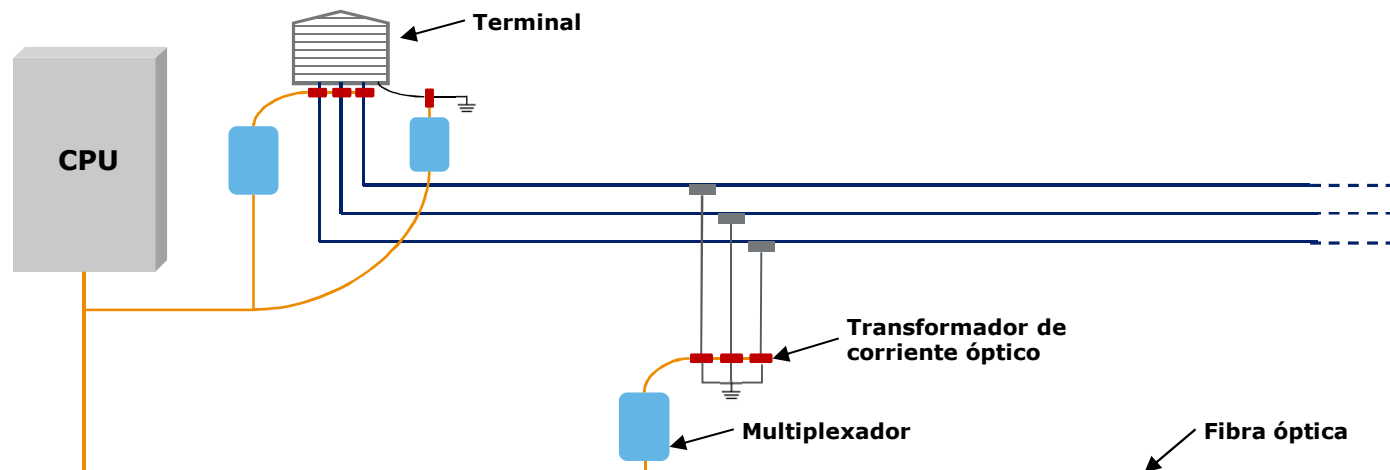
Eficiencia en términos de tiempos y costes



Riesgo para la seguridad física



Precisión en la localización de la falta














Evaluación de la solución


Principales características a nivel técnico de la solución basada en transformadores de corriente ópticos


La utilización de **sensores ópticos permite la supervisión y el seguimiento continuo del estado de las líneas eléctricas subterráneas sin necesidad de alimentación externa** (son elementos pasivos) y mediante una **fácil instalación**. Las principales aplicaciones de esta tecnología son el **mantenimiento predictivo del cable, la discriminación de falta en líneas mixtas y la localización de la falta en el cable**.

Esta tecnología puede ofrecer de forma conjunta tres funcionalidades que permiten un **conocimiento en detalle del estado del cable**, a través tanto del **mantenimiento** (predictivo) como de la **protección** (discriminación y localización de las faltas):


 Mantenimiento predictivo	 Discriminación de falta en líneas mixtas	 Localización de la falta
<ul style="list-style-type: none">  Utiliza como referencia las corrientes que circulan por las pantallas de los cables.  Los circuitos de pantalla recorren el cable en su integridad, por lo que pueden proporcionar información sobre su estado, permitiendo: <ul style="list-style-type: none"> Vigilar la integridad del circuito de puesta a tierra. Obtener información del estado de operación del cable en tiempo real y evaluar la posible degradación de su aislamiento. 	<ul style="list-style-type: none">  Permite discriminar, en líneas mixtas si la falta tiene origen en el tramo aéreo o en el subterráneo.  Esta solución habilita la actuación de los reenganchadores siempre y cuando la falta se produce en tramos aéreos, evitando el reenganche en caso de falta en el tramo subterráneo. De esta forma se reducen las indisponibilidades de la línea asociadas al desconocimiento del origen real de la falta. 	<ul style="list-style-type: none">  Permite la prelocalización del área en el que se encuentra la falta y la localización exacta del punto en el caso de que se disponga de un modelo de impedancias de la instalación.  La operación de la solución determina, secuencialmente, (i) la fase en falta, (ii) la parte principal en falta, (iii) la parte menor en falta y (iv) el punto de falta.


MANTENIMIENTO

 **Mayores requerimientos para el tratamiento de datos**

 **Toma de datos con menor recurrencia**

PROTECCIÓN

 **Menores requerimientos para el tratamiento de datos**
Las corrientes de cortocircuito son más elevadas y la sensibilidad necesaria es menor

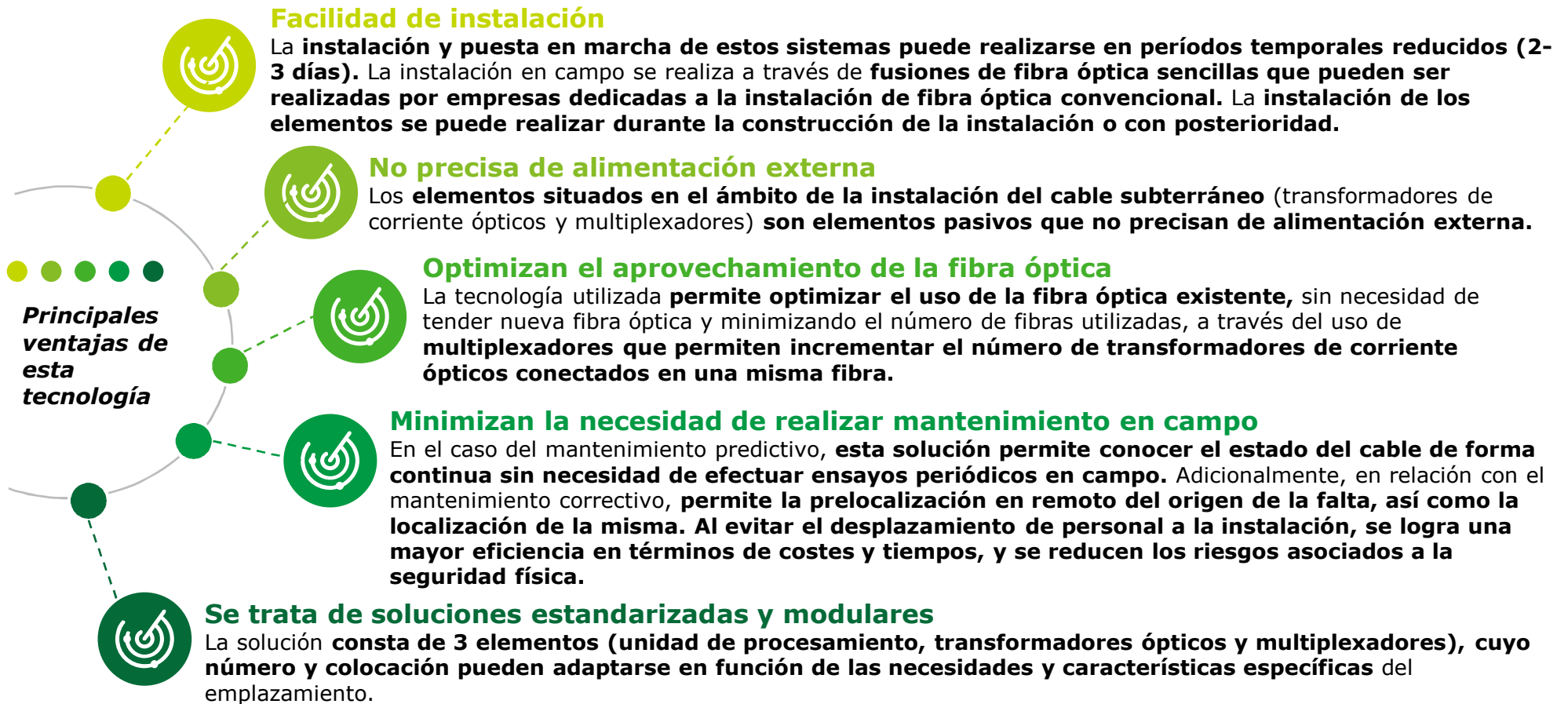
 **Toma de datos con mayor recurrencia**



Evaluación de la solución

Otras características que ayudan a definir la solución, diferenciándola respecto a las tradicionales

La utilización de **sensores ópticos permite la supervisión y el seguimiento continuo del estado de las líneas eléctricas subterráneas sin necesidad de alimentación externa** (son elementos pasivos) y mediante una **fácil instalación**. Las principales aplicaciones de esta tecnología son el **mantenimiento predictivo del cable**, la **discriminación de falta en líneas mixtas** y la **localización de la falta en el cable**.



Etapa 1: Análisis y descripción de la solución

Agentes relevantes en la implementación de la solución



La implementación de la solución no se limita únicamente a esta, sino que han de darse las condiciones normativas y regulatorias favorables que incentiven, tanto el la investigación y el desarrollo previo por parte de los proveedores, como su posterior implementación por parte de las empresas distribuidoras y transportistas.

Gobierno

El Gobierno es el **encargado de establecer las directrices de la política energética** a seguir a nivel nacional. En el **PNIEC** ha puesto de manifiesto que la **digitalización y la modernización de las redes serán elementos clave para la transición energética.**

Empresas distribuidoras y transportistas

La existencia de soluciones innovadoras, en un contexto de **fomento a nivel regulatorio de la digitalización, permite a las empresas transportistas y distribuidoras adquirir un mayor conocimiento continuo del estado de su red, así como otros beneficios complementarios**, tales como mayor seguridad de los trabajadores, reducción de costes, resiliencia ante eventos adversos, etc.

CNMC

La **CNMC, como órgano regulador**, y en consonancia con las directrices de política energética, está encargada de desarrollar la metodología retributiva relativa al transporte y distribución de energía eléctrica. En los recientes desarrollos regulatorios **ha hecho especial hincapié en el tratamiento de las inversiones realizadas en activos de digitalización y el incremento de la eficiencia en la operación y mantenimiento de las redes.**

Proveedores

Son los **proveedores** los que, en un primer lugar, **en un contexto de fomento del desarrollo de soluciones innovadoras**, están poniendo los medios técnicos y humanos para el desarrollo de tales soluciones, favoreciendo el desarrollo de económico y de talento a nivel nacional.

Metodología de análisis

Descripción general

Se ha aplicado una **metodología** de general aceptación (elaborada por el Electric Power Research Institute (EPRI)), utilizada a su vez por **la Comisión Europea en la elaboración de las guías para la realización de análisis coste-beneficio en determinadas soluciones del sector eléctrico**, como el despliegue de *smart meters* o el desarrollo de *smart grids*. Se propone la realización de este análisis **considerando impactos tanto cuantitativos como cualitativos**.

Caracterización de la solución

1 Análisis y descripción de la **tecnología empleada**, así como los **elementos y objetivos de la solución**.



2 Establecimiento de la **relación de los activos con las funcionalidades que desempeñan**.

Estimación de beneficios

3 Establecer la relación de las **funcionalidades anteriores con los beneficios que permiten obtener**.



4 Establecimiento del **escenario de referencia**.



5 **Monetización de beneficios e identificación de beneficiarios**.

Comparación de coste y beneficios

6 **Identificación y cuantificación de los principales costes de la solución**.



7 **Comparación cuantitativa de los costes y beneficios** derivados de la implementación de la solución.

Análisis cualitativo

8 Evaluación de la **contribución de la solución a los principales criterios específicos establecidos por la regulación en la que se establece el marco de la solución**.



9 **Identificación y estimación de otros aspectos e impactos cualitativos a nivel social, difíciles de valorar cuantitativamente**.

Metodología de análisis

Etapa 2: Mapeo de activos con funcionalidades



La segunda etapa consiste en relacionar qué componentes de la solución a analizar activan cada una de las funcionalidades definidas para un activo necesario para la actividad. Cada una de las funcionalidades se encuentra asociada a uno o varios beneficios, por lo que es fundamental establecer claramente la relación entre los componentes desarrollados y las funcionalidades que estos proporcionan.

Ejemplo ilustrativo

Hardware	Componente 1
	Componente 2
	Componente 3
	...
	Componente n
Software	Componente a
	Componente b
	Componente c
	...
	Componente z

Ejemplo ilustrativo

2 Los criterios específicos establecidos por la regulación en la que se establece el marco de la solución se desglosan en una serie de funcionalidades requeridas por cada uno de los criterios.

	Criterio 1		Criterio 2		Criterio n	
Activos	F ₁	F ₂	F ₃	F ₄	...	F _n
Solución 1	●	●	●			●
Solución 2	●	●		●		
Solución 3		●	●		●	
...		●				
Solución n		●		●	●	●
Combinación soluciones	●	●	●	●	●	●

Ejemplos ilustrativos

Ejemplos criterios:

Eficiencia económica para el sistema

Beneficios en seguridad de suministro

Beneficios en calidad y continuidad de suministro

Eficiencia técnica para el sistema

Otros objetivos de política energética: descarbonización, digitalización, etc.

1 Definición de todos los componentes de la solución que deben ser tenidos en cuenta para la realización del análisis coste-beneficio.

3

Se establece una relación entre los componentes de la solución definidos previamente y las funcionalidades. Los puntos sobre las celdas de la matriz muestran las funcionalidades aportadas por la solución y qué componentes habilitan cada una de ellas.

Etapa 2: Mapeo de activos con funcionalidades

Descripción de las funcionalidades aportadas por la solución

Criterios	ID	Funcionalidades
Eficiencia económica para el sistema	1	Optimización de la estrategia de mantenimiento y renovación de los activos
	2	Modularidad en la solución que permita su adaptación a diferentes tipologías de red subterránea, niveles de tensión y/o necesidades del agente
	3	Aprovechamiento adicional de activos existentes de la red para el mantenimiento (por ejemplo, fibra óptica)
	4	Medida continua de las pérdidas originadas en la pantalla del cable
Seguridad	5	Supervisión continua de redes subterráneas habilitadoras de la conexión con activos críticos (tanto de generación como de consumo)
	6	Bloqueo del reenganche en conexiones aéreo-subterráneas si la falta es subterránea, a través de la discriminación de falta
	7	Almacenamiento de la información obtenida por los sensores en servidores propios del gestor de redes
Calidad y continuidad de suministro	8	Supervisión específica sobre puntos críticos de la red (empalmes, terminaciones)
	9	Desbloqueo del reenganche en conexiones aéreo-subterráneas si la falta es aérea, a través de la discriminación de falta
	10	Comunicación digital entre equipos e interconexión que habilite determinadas protecciones
	11	Supervisión continua de la calidad de onda mediante la medida de armónicos
Digitalización	12	Captura de datos en tiempo real del estado de funcionamiento de los cables soterrados
	13	Almacenamiento directo en "cloud" de la información relativa al mantenimiento de la instalación
	14	Posibilidad de integración completa de la solución en el sistema SCADA de la red de la empresa transportista/distribuidora
	15	Medida de magnitudes eléctricas (intensidad, tensión) para la obtención de los parámetros clave en el mantenimiento del cable
	16	Medida continua de corrientes de pantalla
	17	Minimización del riesgo asociado a "falsos positivos" como consecuencia de la medición de una magnitud no eléctrica
	18	Sensorización a través de elementos pasivos que no precisan de conexión eléctrica para efectuar el mantenimiento
	19	Capacidad de integración de sensores para la medida continua de parámetros no eléctricos (temperatura, vibración)
	20	Optimización de la integración de elementos de protección y control
	21	Prelocalización del punto de falta
	22	Localización del punto de falta
Medioambientales, descarbonización, electrificación	23	Minimización de la posibilidad de incendios asociados a trabajos en tensión
	24	Minimización de la contaminación asociada a los desplazamientos en vehículos convencionales para efectuar tareas de mantenimiento
	25	Incremento de la fiabilidad de las redes subterráneas, en las que los eventos climatológicos extremos tienen menor incidencia
	26	Reducción de los vertidos de generación de energías renovables no gestionables a través de la detección temprana de fallos en la red subterránea

Etapa 2: Mapeo de activos con funcionalidades

Mapeo de las funcionalidades para cada una de las soluciones



Una vez definidas todas las funcionalidades, en función de los criterios que debe cumplir un proyecto considerado innovador, la matriz refleja qué soluciones son capaces de dar respuesta a cada una de dichas funcionalidades.

	Criterios	Eficiencia económica para el sistema				Seguridad			Calidad y cont. de suministro				Digitalización										Medioambientales, descarbonización, electrificación							
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26			
Posibles soluciones	Ensayos y pruebas periódicas en campo	■	■						■																					
	Métodos tradicionales de prelocalización		■																											
	Métodos tradicionales de localización		■																											
	Detección acústica distribuida	■	■	■		■		■			■		■	■	■				■	■			■	■	■	■	■	■	■	■
	Transformadores de corriente ópticos	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

Metodología de análisis

Descripción general

Se ha aplicado una **metodología** de general aceptación (elaborada por el Electric Power Research Institute (EPRI)), utilizada a su vez por **la Comisión Europea en la elaboración de las guías para la realización de análisis coste-beneficio en determinadas soluciones del sector eléctrico**, como el despliegue de *smart meters* o el desarrollo de *smart grids*. Se propone la realización de este análisis **considerando impactos tanto cuantitativos como cualitativos**.

Caracterización de la solución

1 Análisis y descripción de la **tecnología empleada**, así como los **elementos y objetivos** de la solución.



2 Establecimiento de la **relación de los activos con las funcionalidades** que desempeñan.

Estimación de beneficios

3 **Establecer la relación de las funcionalidades anteriores con los beneficios** que permiten obtener.



4 Establecimiento del **escenario de referencia**.



5 **Monetización de beneficios e identificación de beneficiarios**.

Comparación de coste y beneficios

6 **Identificación y cuantificación de los principales costes** de la solución.



7 **Comparación cuantitativa de los costes y beneficios** derivados de la implementación de la solución.

Análisis cualitativo

8 Evaluación de la **contribución de la solución a los principales criterios específicos** establecidos por la regulación en la que se establece el marco de la solución.



9 **Identificación y estimación de otros aspectos e impactos cualitativos** a nivel social, difíciles de valorar cuantitativamente.

Metodología de análisis

Etapa 3: Mapeo de funcionalidades con beneficios



El objetivo del segundo mapeo es relacionar las funcionalidades identificadas en la etapa 2 con los potenciales beneficios que cada una de ellas puede producir. Cada funcionalidad debe considerarse de manera individual, y analizar cómo podría contribuir a cada uno de los beneficios de la columna izquierda de la tabla.

La metodología desarrollada establece una serie detallada de beneficios, que a su vez se pueden agrupar en las siguientes categorías principales (listado no exhaustivo):

€ Reducción de costes de mantenimiento	Reducción de costes de operación	Reducción de pérdidas eléctricas y de fraude	Incremento de seguridad personal
Reducción de emisiones de CO2	Reducción de tiempos de restablecimiento de cortes	Reducción de desplazamientos	Otros

Ejemplos ilustrativos

Ejemplo ilustrativo

Beneficios	Criterio 1		Criterio 2		Criterio n	
	F ₁	F ₂	F ₃	F ₄	...	F _n
Beneficio 1	●		●			
Beneficio 2						
Beneficio 3		●			●	
Beneficio 4				●		
...	●		●		●	●
Beneficio n		●	●			



Es probable que ocurra que algunas de las funcionalidades identificadas en la etapa 2 no se encuentren mapeadas sobre ninguno de los beneficios de la etapa 3. Aunque cada componente deba estar relacionado con al menos una funcionalidad, no todas ellas tienen por qué activar un beneficio. Los principales motivos de esta casuística en la realización del mapeo son:

- Naturaleza, tamaño o alcance de la solución.
- Aplicabilidad de los beneficios.
- Monetización de los beneficios.
- Regulación aplicable.

En este mapeo, se relacionan las funcionalidades definidas y utilizadas en la etapa 2 con los beneficios. Tras el análisis, los puntos indican los beneficios que se activan a partir de cada una de las funcionalidades.

Etapa 3: Mapeo de funcionalidades con beneficios

Descripción de los beneficios identificados

ID	Beneficios
a	Incremento de las eficiencias para el conjunto del sistema como consecuencia de la optimización del mantenimiento de las líneas subterráneas
b	Reducción de los desplazamientos a campo de las brigadas de las compañías gestoras de redes
c	Reducción de los trabajos manuales en tensión
d	Incremento del conocimiento en tiempo real del estado de la instalación
e	Reducción del TIEPI (Tiempo de Interrupción Equivalente a la Potencia Instalada) asociado a interrupciones programadas (mantenimiento preventivo)
f	Reducción del NIEPI (Número de Interrupciones Equivalentes a la Potencia Instalada) asociado a interrupciones programadas (mantenimiento preventivo)
g	Reducción del TIEPI (Tiempo de Interrupción Equivalente a la Potencia Instalada) asociado a interrupciones no programadas (mantenimiento correctivo)
h	Reducción del NIEPI (Número de Interrupciones Equivalentes a la Potencia Instalada) asociado a interrupciones no programadas (mantenimiento correctivo)
i	Reducción de las indisponibilidades en los tramos subterráneos de la red de transporte
j	Reducción del tiempo requerido para la localización del punto de la avería
k	Reducción de errores asociados a la utilización de múltiples equipos en las tareas de mantenimiento
l	Fomento de la innovación y desarrollo de tecnologías para la consecución de un sistema energético 100% renovable a través de soluciones de digitalización e integración de redes
m	Reducción de la necesidad de reemplazo de las instalaciones como consecuencia de la ausencia de un mantenimiento predictivo/preventivo
n	Reducción de tareas de excavación en terrenos próximos a la instalación subterránea
o	Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero
p	Reducción de residuos asociados a equipos eléctricos y electrónicos
q	Mayor resiliencia de las redes eléctricas subterráneas ante eventos climatológicos extremos
r	Facilitar el aprovechamiento de las oportunidades de empleo y mejora de la competitividad generados por la transición energética
s	Generación de conocimiento técnico innovador para la modernización y transformación de los procesos productivos
t	Supervisión remota que minimice los desplazamientos a la instalación
u	Contribución al desarrollo y control de redes subterráneas con objeto de reducir la dependencia de combustibles fósiles en sistemas aislados
v	Reducción de las pérdidas técnicas del sistema
w	Incremento de la información relativa a la calidad de onda

Etapa 3: Mapeo de funcionalidades con beneficios

Mapeo de las funcionalidades con los beneficios asociados

Funcionalidades	Eficiencia económica para el sistema				Seguridad			Calidad y cont. de suministro				Digitalización										Medioambientales, descarbonización, electrificación				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
a																										
b																										
c																										
d																										
e																										
f																										
g																										
h																										
i																										
j																										
k																										
l																										
m																										
n																										
o																										
p																										
q																										
r																										
s																										
t																										
u																										
v																										
w																										

Metodología de análisis

Descripción general

Se ha aplicado una **metodología** de general aceptación (elaborada por el Electric Power Research Institute (EPRI)), utilizada a su vez por **la Comisión Europea en la elaboración de las guías para la realización de análisis coste-beneficio en determinadas soluciones del sector eléctrico**, como el despliegue de *smart meters* o el desarrollo de *smart grids*. Se propone la realización de este análisis **considerando impactos tanto cuantitativos como cualitativos**.

Caracterización de la solución

1 Análisis y descripción de la **tecnología empleada**, así como los **elementos y objetivos de la solución**.



2 Establecimiento de la **relación de los activos con las funcionalidades que desempeñan**.

Estimación de beneficios

3 Establecer la relación de las **funcionalidades anteriores con los beneficios que permiten obtener**.



4 **Establecimiento del escenario de referencia.**



5 **Monetización de beneficios e identificación de beneficiarios.**

Comparación de coste y beneficios

6 **Identificación y cuantificación de los principales costes de la solución.**



7 **Comparación cuantitativa de los costes y beneficios** derivados de la implementación de la solución.

Análisis cualitativo

8 Evaluación de la **contribución de la solución a los principales criterios específicos establecidos por la regulación en la que se establece el marco de la solución.**



9 **Identificación y estimación de otros aspectos e impactos cualitativos a nivel social, difíciles de valorar cuantitativamente.**

Metodología de análisis

Etapa 4: Establecimiento del escenario de partida y el escenario esperado



El objetivo del establecimiento del escenario de partida es definir formalmente el “estado de control” que muestra las condiciones del sistema en el caso de que la solución no se hubiera implementado

Con objeto de evaluar adecuadamente la posible solución, se definen varios escenarios: (i) escenario *Business as Usual (BAU)* y (ii) escenario “con solución”:

Situación
previa



Escenario A

El escenario A son las condiciones del escenario de partida que muestran cómo hubiera evolucionado el sistema **sin** la implantación de la solución definida.

Escenario B

El escenario B muestra las condiciones, definidas a través de métricas, que muestra el sistema **con** la implantación de la solución definida.

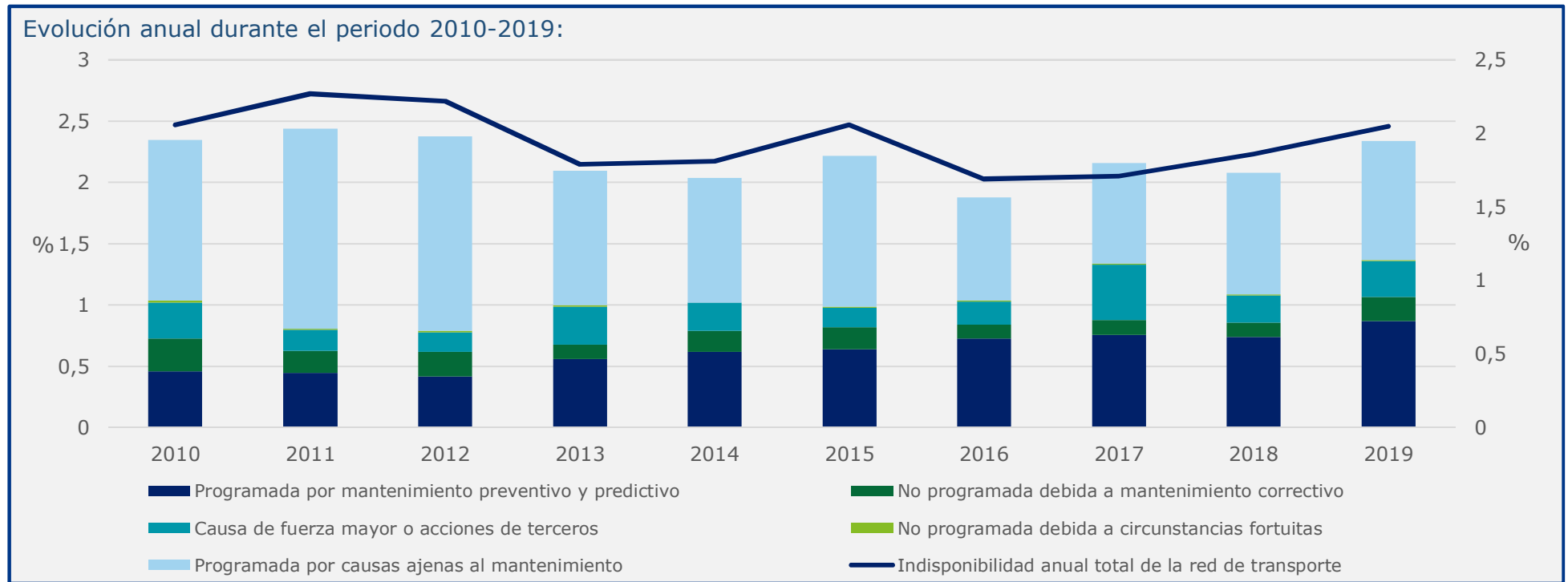
Para cada beneficio que se desee cuantificar, se define su situación para cada uno de los dos escenarios, A y B, así como las hipótesis utilizadas para definirlo, y se mide la diferencia entre los resultados de cada uno de los dos escenarios.

Tipo de Beneficio	Hipótesis Escenario A (escenario de partida)	Resultados esperados	Hipótesis Escenario B (escenario estimado)	Resultados esperados

Las hipótesis y valores utilizados para la definición de ambos escenarios pueden estar referidas tanto a valores históricos, como a predicciones realizadas.

Etapa 4: Establecimiento del escenario de partida y el escenario esperado

Evolución de la tasa de indisponibilidad de la red de transporte de Red Eléctrica (REE) peninsular



Desde 2010, la tasa de indisponibilidad de la red debido a trabajos programados de mantenimiento preventivo y predictivo ha aumentado hasta casi duplicar su valor.

La tasa de indisponibilidad por causas no programadas debida a mantenimiento correctivo ha disminuido en ~25% durante el periodo 2010-2019.

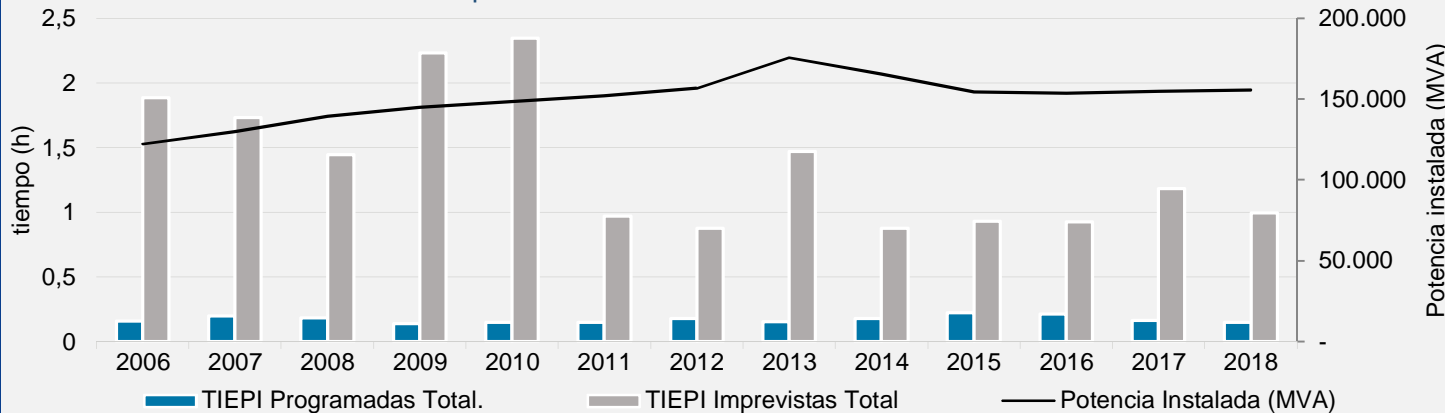
La indisponibilidad anual total de la red de transporte no ha sufrido grandes variaciones desde 2010, manteniéndose en el entorno del 2%.

Etapa 4: Establecimiento del escenario de partida y el escenario esperado

Evolución histórica del TIEPI y NIEPI en las empresas distribuidoras

Datos históricos de TIEPI recogidos en el sistema CEL (Sector, 2006-2018)

Evolución TIEPI anual durante el periodo 2006-2018:

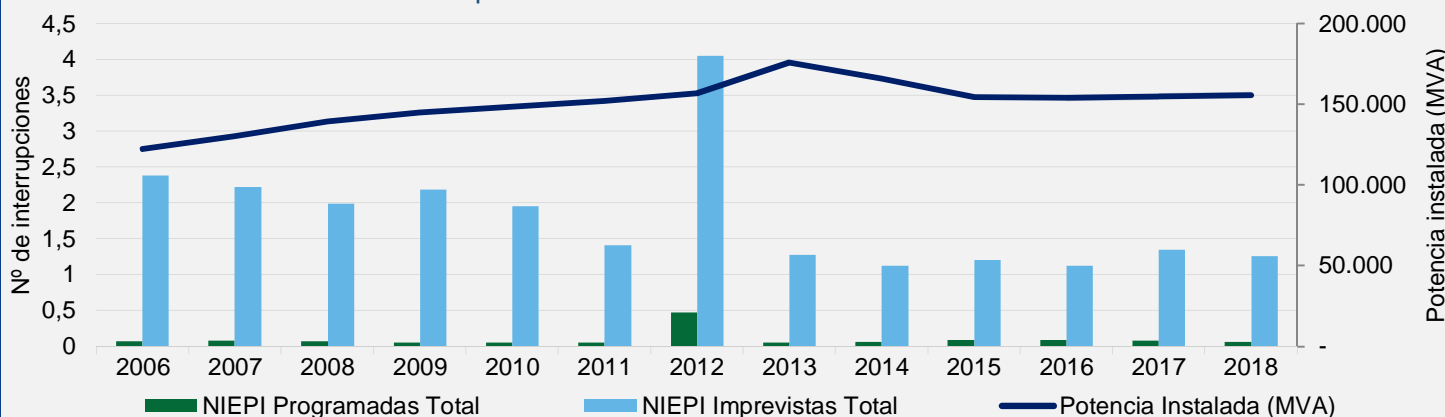


En los últimos 12 años, mientras la evolución del **TIEPI y NIEPI relativo a las interrupciones imprevistas propias se ha reducido considerablemente**, el indicador referido a **las interrupciones programadas de distribución se ha mantenido prácticamente constante**



Datos históricos de NIEPI recogidos en el sistema CEL (Sector, 2006-2018)

Evolución NIEPI anual durante el periodo 2006-2018:



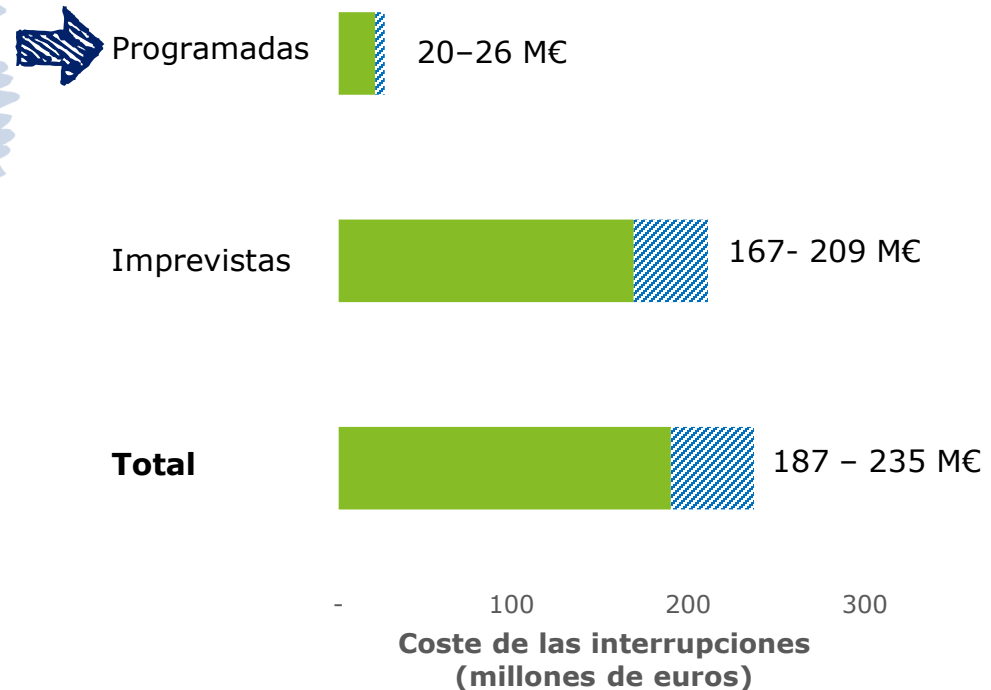
Estos valores de interrupciones programadas de distribución **podrían ser reducidos si se contara con sistemas o equipos capaces de monitorizar en tiempo real la red, evitando realizar cortes de tensión para realizar trabajos de mantenimiento predictivo y preventivo *in situ*. Adicionalmente, la supervisión constante también contribuiría a la reducción de interrupciones imprevistas ocasionados por fallos no detectados a tiempo.**

Etapa 4: Establecimiento del escenario de partida y el escenario esperado

Evolución histórica del TIEPI y NIEPI en las empresas distribuidoras

La existencia de cortes en el suministro, por causas programadas o imprevistas, supone un coste relevante para consumidores de todo tipo (domésticos, comerciales e industriales). Cualquier tipo de mejora en la red que permita una disminución de los tiempos de interrupción supondrá un beneficio en términos de reducción del coste para los consumidores finales de la energía.

Coste anual estimado asociado a las interrupciones de suministro¹



Valores promedio TIEPI 2006-2018

TIEPI total	1,546 horas
TIEPI interrupciones programadas	0,171 horas
TIEPI interrupciones imprevistas	1,375 horas

Coste de la energía no suministrada (€/kWh)

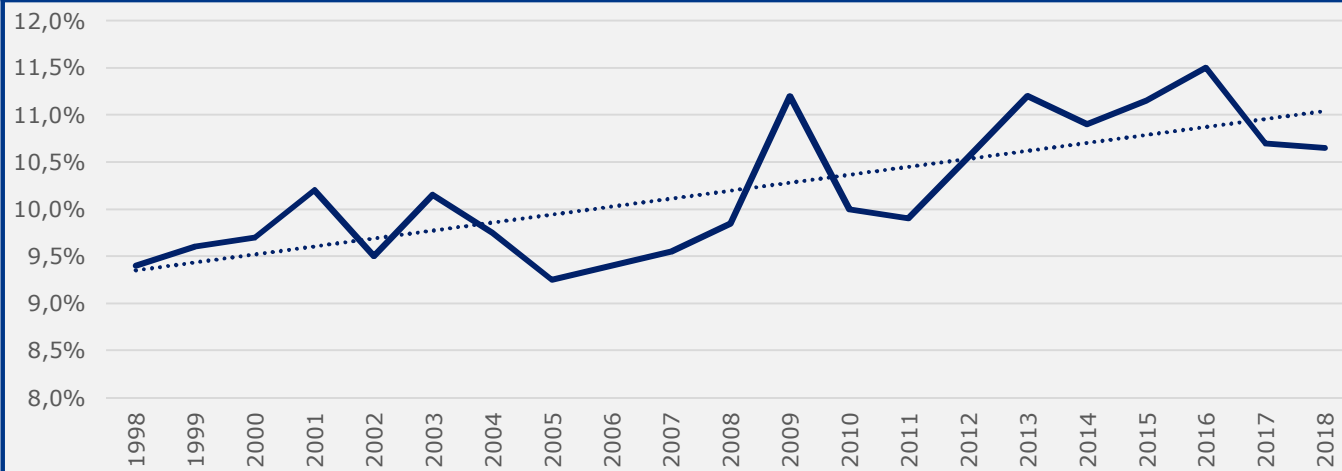
Clientes domésticos	7,9 - 8,8
Sector Servicios BT/MT	6,6 - 9,2
Sector Industrial MT	1,5 - 2,5

Los costes estimados anuales asociados a los cortes de suministro se encuentran entre, aproximadamente, 187 y 235 millones de euros, de los cuales entre 167 y 209 millones de euros estarían asociados a interrupciones imprevistas, y entre 20 y 26 millones de euros a interrupciones programadas.

Etapa 4: Establecimiento del escenario de partida y el escenario esperado

Evolución histórica de las pérdidas en el sistema eléctrico español

Evolución de las pérdidas al comparar la demanda en barras de central y en consumo



Las pérdidas medias del sistema peninsular, resultantes al comparar la demanda en barras de central y el consumo, **han ido aumentando** progresivamente, pasando de un nivel de pérdidas promedio del **9,5% entre 1998 y 2008**, a unas pérdidas promedio del **10,7% entre los años 2009 y 2018**.

Coefficientes de pérdidas estándares fijados en la Circular 3/2020

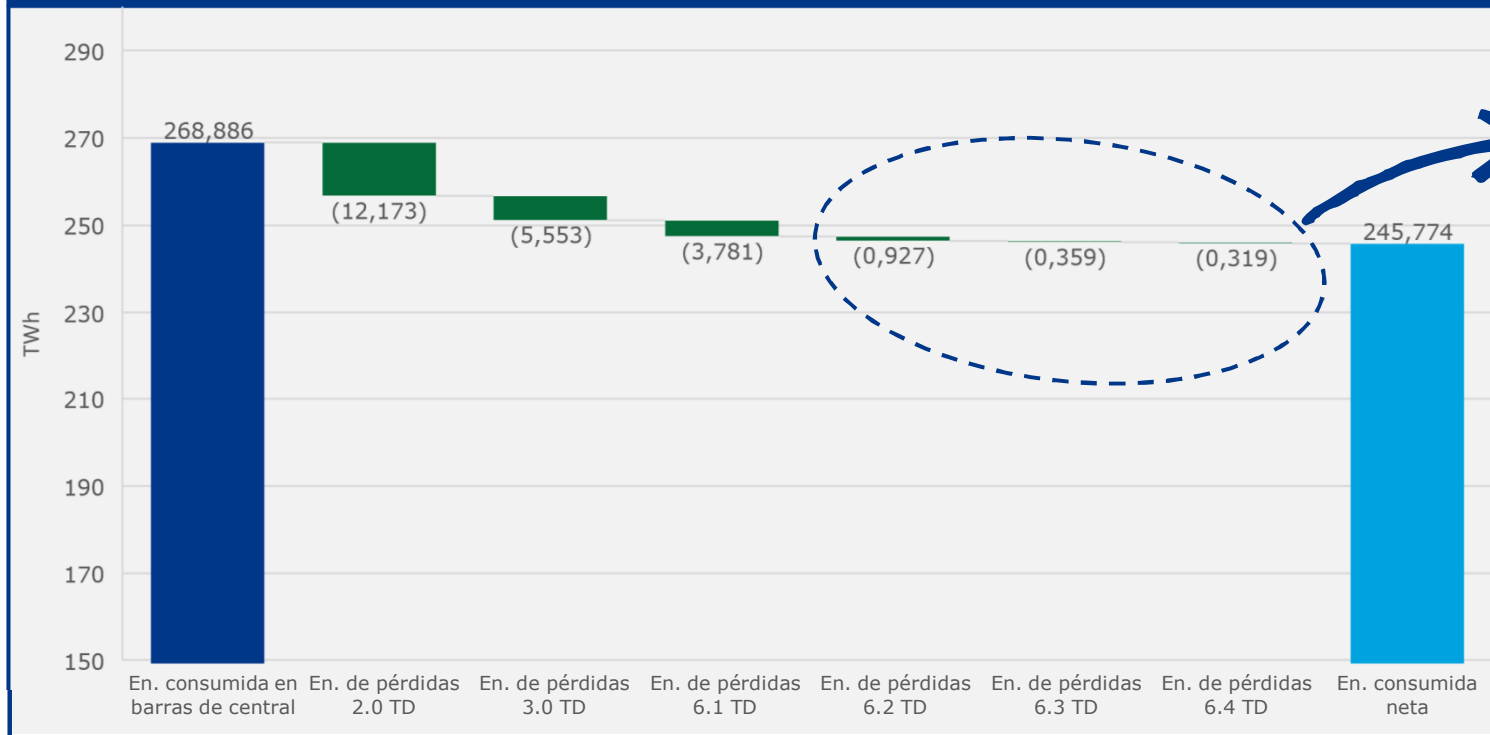
Nivel de tensión	Periodos horarios					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	16,70%	16,30%	18,00%	-	-	-
3.0 TD	16,60%	17,50%	16,50%	16,50%	13,80%	18,00%
6.1 TD	6,70%	6,80%	6,50%	6,50%	4,30%	7,70%
6.2 TD	5,20%	5,40%	4,90%	5,00%	3,50%	5,40%
6.3 TD	4,20%	4,30%	4,00%	4,00%	3,00%	4,40%
6.4 TD	1,60%	1,60%	1,60%	1,60%	1,50%	1,70%

Estas pérdidas suponen un **coste para el sistema eléctrico en su conjunto**, que se reparten entre todos los consumidores. La existencia de **equipos o sistemas capaces de monitorizar de forma continua las pérdidas de corriente a través de las pantallas del cable subterráneo contribuiría a reducir el nivel de pérdidas técnicas**, y por tanto, supondría un ahorro para el sistema.

Etapa 4: Establecimiento del escenario de partida y el escenario esperado

Evolución histórica de las pérdidas en el sistema eléctrico español

Distribución de las pérdidas por nivel de tensión entre barras de central y consumo en 2018



Las pérdidas producidas a niveles de tensión superiores o iguales a 30 kV entre barras de central y consumo suponen, aproximadamente, **1,605 TWh de energía anual en pérdidas**. Esto supone, aproximadamente, un 7% del total de la energía perdida entre barras de central y consumo.

Coste estimado para el sistema de las pérdidas en líneas de Alta Tensión

Totalidad líneas AT
(transporte + distribución)

63,7 – 91,9 M€

Líneas AT subterráneas
(transporte + distribución)

1,3 – 1,8 M€

Pese a que las pérdidas en líneas eléctricas se producen fundamentalmente en líneas de Baja Tensión, **las pérdidas en Alta Tensión suponen también un coste significativo para la totalidad del sistema, el cual se estima entre 63,7 y 91,9 millones de euros al año. En este sentido, el coste estimado asociado a la red subterránea de AT es de, aproximadamente, entre 1,2 y 1,8 millones de euros**, debido a la que la red subterránea en estos niveles de tensión es cuantitativamente menor, y, adicionalmente, presenta menores niveles de pérdidas que la red aérea.

Metodología de análisis

Descripción general

Se ha aplicado una **metodología** de general aceptación (elaborada por el Electric Power Research Institute (EPRI)), utilizada a su vez por **la Comisión Europea en la elaboración de las guías para la realización de análisis coste-beneficio en determinadas soluciones del sector eléctrico**, como el despliegue de *smart meters* o el desarrollo de *smart grids*. Se propone la realización de este análisis **considerando impactos tanto cuantitativos como cualitativos**.

Caracterización de la solución

1 Análisis y descripción de la **tecnología empleada**, así como los **elementos y objetivos de la solución**.



2 Establecimiento de la **relación de los activos con las funcionalidades que desempeñan**.

Estimación de beneficios

3 Establecer la relación de las **funcionalidades anteriores con los beneficios que permiten obtener**.



4 Establecimiento del **escenario de referencia**.



5 **Monetización de beneficios e identificación de beneficiarios**.

Comparación de coste y beneficios

6 **Identificación y cuantificación de los principales costes de la solución**.



7 **Comparación cuantitativa de los costes y beneficios** derivados de la implementación de la solución.

Análisis cualitativo

8 Evaluación de la **contribución de la solución a los principales criterios específicos establecidos por la regulación en la que se establece el marco de la solución**.



9 **Identificación y estimación de otros aspectos e impactos cualitativos a nivel social, difíciles de valorar cuantitativamente**.

Metodología de análisis

Etapa 5: Monetización de beneficios e identificación de beneficiarios



Una vez que la línea de partida y los escenarios de la solución han sido definidos, **se precisa identificar, recopilar y reportar la información necesaria para la cuantificación y monetización de los beneficios**. Esta etapa consta a su vez de cinco subetapas.

Identificar y
recopilar los datos



A partir de la identificación de beneficios (identificados en la etapa 3) y los diferentes escenarios (identificados en la etapa 4), se determina la tipología de datos necesaria para su evaluación.

Cuantificar los
beneficios



Los beneficios de una solución representarán el cambio entre las condiciones de partida y las condiciones hipotéticas tras la implementación de la solución. En función de la solución a implementar, los cambios pueden ocurrir en diferentes niveles.

Monetizar los
beneficios



Esta subetapa conlleva monetizar (expresar en términos económicos equivalentes) los beneficios cuantificados en el paso anterior, con el objeto de que los beneficios que puedan ser cuantificables, puedan ser comparables, con una unidad común de medida.

Identificar a los
beneficiarios



En el análisis se tratará de identificar quienes son los diferentes beneficiarios en el sistema eléctrico para cada uno de los beneficios (usuarios, operadores del sistema, y la sociedad como último beneficiario).

Evaluar la
incertidumbre



De forma complementaria, se identificará el nivel de precisión existente en la cuantificación y monetización de los beneficios, ya que, por ejemplo, ciertos beneficios basados en aspectos medioambientales o sociales son más difíciles de evaluar que los técnicos.

Etapa 5: Cuantificación y monetización de los beneficiarios

Beneficios asociados a la reducción de las interrupciones y la mejora de la calidad de suministro



En relación con la calidad de suministro, la utilización de transformadores de corriente ópticos permitiría una supervisión continua y una mayor rapidez en la localización de faltas en la red subterránea, lo cual tendría como resultado **una reducción de las interrupciones en la red que, a su vez, permitiría un menor coste para los usuarios, tanto domésticos, como del sector servicios e industria.**

Beneficiarios	Usuarios domésticos	Usuarios sector servicios	Usuarios industriales
<i>Se han considerado los consumos estimados por la Comisión Nacional de los Mercados y la competencia para el año 2019, considerando únicamente aquellos consumos en un nivel de tensión de 36 kV o inferior</i>			
Consumos estimados	79 GWh	53 GWh	71 GWh
Coste total estimado interrupciones	109 – 123 M€/año	62 – 85 M€/año	16 – 27 M€/año
Coste estimado asociado a interrupciones en líneas subterráneas y conexiones aéreo-subterráneas (>36kV)	4,6 – 5,1 M€/año	2,6 – 3,5 M€/año	0,7 – 1,1 M€/año
Beneficio estimado asociado a la reducción en un 60% de la duración de las interrupciones	2,7 – 3,0 M€/año	1,5 – 2,1 M€/año	0,5 – 0,7 M€/año
	Beneficio anual estimado		
	4,7 – 5,8 M€/año		

Etapa 5: Cuantificación y monetización de los beneficiarios

Beneficios asociados a la reducción de las pérdidas eléctricas



Pese a que la mayor parte de las pérdidas eléctricas se producen en la red de Baja Tensión y en ámbitos de Media Tensión hasta 36 kV, **la supervisión continua de cables subterráneos de tensión superior a 36 kV**, a través de **soluciones avanzadas como son los transformadores de corriente ópticos**, aporta un beneficio complementario al ofrecer la posibilidad de **identificar puntos de la red con elevados niveles de pérdidas, fundamentalmente asociadas a las corrientes de pantalla**.

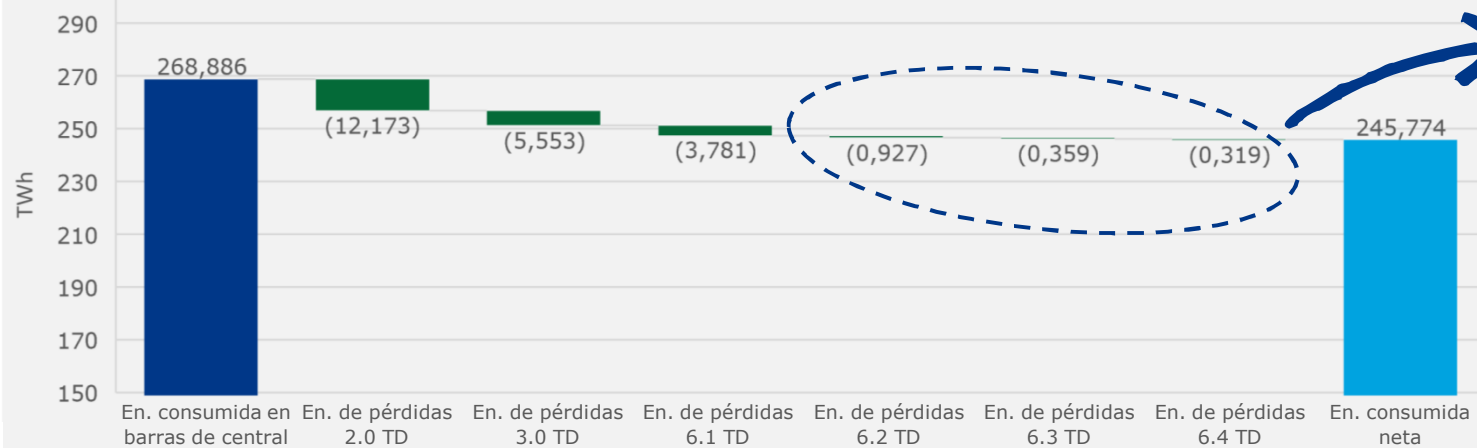


Beneficiarios

Todo tipo de usuarios del sistema eléctrico

El coste de las pérdidas es asumido por todos los usuarios, especialmente por aquellos cuyo suministro se realiza en Baja Tensión

Distribución de las pérdidas por nivel de tensión entre barras de central y consumo en 2018



~1,6 TWh
Pérdidas estimadas en niveles de tensión >30kV

Totalidad líneas AT
(transporte + distribución)

63,7 – 91,9 M€

Líneas AT subterráneas
(transporte + distribución)

1,3 – 1,8 M€



Beneficio anual estimado

0,13 – 0,18 M€/año

Se ha considerado que el mayor conocimiento y supervisión continua del estado de los cables subterráneos en Alta Tensión permitirá la identificación de puntos con elevados niveles de pérdidas, y una **reducción global del 10%**.

Metodología de análisis

Descripción general

Se ha aplicado una **metodología** de general aceptación (elaborada por el Electric Power Research Institute (EPRI)), utilizada a su vez por **la Comisión Europea en la elaboración de las guías para la realización de análisis coste-beneficio en determinadas soluciones del sector eléctrico**, como el despliegue de *smart meters* o el desarrollo de *smart grids*. Se propone la realización de este análisis **considerando impactos tanto cuantitativos como cualitativos**.

Caracterización de la solución

1 Análisis y descripción de la **tecnología empleada**, así como los **elementos y objetivos de la solución**.



2 Establecimiento de la **relación de los activos con las funcionalidades que desempeñan**.

Estimación de beneficios

3 Establecer la relación de las **funcionalidades anteriores con los beneficios que permiten obtener**.



4 Establecimiento del **escenario de referencia**.



5 **Monetización de beneficios e identificación de beneficiarios**.

Comparación de coste y beneficios

6 **Identificación y cuantificación de los principales costes de la solución**.



7 **Comparación cuantitativa de los costes y beneficios** derivados de la implementación de la solución.

Análisis cualitativo

8 Evaluación de la **contribución de la solución a los principales criterios específicos establecidos por la regulación en la que se establece el marco de la solución**.



9 **Identificación y estimación de otros aspectos e impactos cualitativos a nivel social, difíciles de valorar cuantitativamente**.

Metodología de análisis

Etapa 6: Cuantificación de costes



Los costes de la solución son aquellos costes en los que se incurre a lo largo de su implementación, respecto del escenario de partida. Esta etapa requiere un meticuloso desglose de cada uno de sus componentes, de forma que refleje fielmente la inversión real realizada.



Identificación de costes

Para la identificación de los principales costes en los que se incurrirá en la solución, se evalúan:



Internamente por la compañía.



A partir de la información proporcionada por los proveedores.



A través de estimaciones de soluciones semejantes que puedan existir ya en el mercado.



A través de cualquier otro mecanismo que permita la identificación de los costes asociados a la solución.

Las tipologías de costes que se identificarán para su posterior cuantificación podrán clasificarse dentro de cualquiera de estas dos categorías:

**Costes de capital
(CAPEX)**

**Costes operativos
(OPEX)**



Cuantificación de costes

La cuantificación de los costes de la solución es un proceso clave para poder conocer el retorno de la inversión realizada, que muestra si esta es positiva.



Etapa 6: Cuantificación de costes

Identificación y cuantificación de costes asociados a una instalación global de los sistemas



La instalación en la red subterránea de dispositivos de supervisión de la red basados en la utilización de **transformadores de corriente ópticos** ha de considerar tanto el coste asociado a su instalación inicial (CAPEX) como el coste asociado a costes operativos recurrentes.



Se estima el efecto de la instalación global de los equipos en la red subterránea de Alta Tensión, tanto en transporte como en distribución eléctrica.

Coste de capital (CAPEX)

- ✓ Unidad de procesamiento (CPU)
- ✓ Transformadores de corriente ópticos
- ✓ Multiplexadores

CAPEX
inicial
estimado

53,2 – 58,2
M€

Costes operativos (OPEX)

- ✓ Coste asociado al realquiler parcial de la red de fibra óptica arrendada a otros agentes
- ✓ Coste de interpretación de la información y operación en remoto de los equipos por parte del personal de las compañías

OPEX
anual
estimado

0,5 – 0,6
M€



El sistema no requiere la instalación de fibra óptica adicional, se basa en la optimización del uso de la fibra ya instalada.



El sistema puede desarrollarse tanto en tramos subterráneos de nueva construcción como en otros ya existentes.



Los transformadores de corriente ópticos y los multiplexadores son elementos pasivos con vida útil asimilable a la de los tramos de red (40 años). Sí se ha considerado una reposición parcial de las unidades de procesamiento cada 12 años.

El uso de la fibra por parte del sistema se optimiza mediante la multiplexación, lo que permite que una misma fibra pueda utilizarse en paralelo para comunicaciones, propias de la compañía o de terceros.

Metodología de análisis

Descripción general

Se ha aplicado una **metodología** de general aceptación (elaborada por el Electric Power Research Institute (EPRI)), utilizada a su vez por **la Comisión Europea en la elaboración de las guías para la realización de análisis coste-beneficio en determinadas soluciones del sector eléctrico**, como el despliegue de *smart meters* o el desarrollo de *smart grids*. Se propone la realización de este análisis **considerando impactos tanto cuantitativos como cualitativos**.

Caracterización de la solución

1 Análisis y descripción de la **tecnología empleada**, así como los **elementos y objetivos** de la solución.



2 Establecimiento de la **relación de los activos con las funcionalidades** que desempeñan.

Estimación de beneficios

3 Establecer la relación de las **funcionalidades anteriores** con los **beneficios** que permiten obtener.



4 Establecimiento del **escenario de referencia**.



5 **Monetización de beneficios** e identificación de **beneficiarios**.

Comparación de coste y beneficios

6 **Identificación y cuantificación** de los **principales costes** de la solución.



7 **Comparación cuantitativa de los costes y beneficios** derivados de la implementación de la solución.

Análisis cualitativo

8 Evaluación de la **contribución** de la solución a los **principales criterios específicos** establecidos por la regulación en la que se establece el marco de la solución.



9 **Identificación y estimación** de otros **aspectos e impactos cualitativos** a nivel social, difíciles de valorar cuantitativamente.

Metodología de análisis

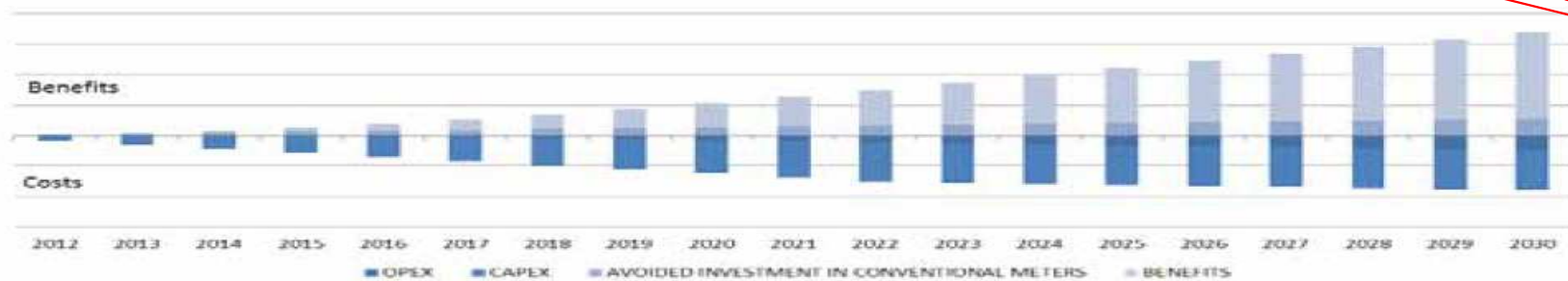
Etapa 7: Comparación de costes y beneficios



Una vez que se han estimado los costes y los beneficios de la solución, ambos han de ser comparados y evaluados para determinar la rentabilidad de la implementación de la solución.

Comparación acumulada

Este método presenta los costes y los beneficios acumulados. Este método es útil para identificar en que momento en el tiempo se supera el umbral de rentabilidad, es decir, cuando los beneficios superan a los costes.



Ratio beneficio-coste

Este método consiste en representar el valor de la solución como un ratio entre beneficios y costes, bien con sus valores anuales o sus valores actualizados.

Se trata de una manera sencilla de representar la magnitud de los beneficios respecto a los costes. Si el ratio es mayor de 1, la solución es eficiente en costes.

Etapa 7: Comparación de costes y beneficios

Principales resultados de la evaluación coste-beneficio (escenario 1)



La consideración a lo largo de un período de 40 años de los costes y beneficios asociados a la instalación global en la red subterránea de Alta Tensión de sistemas de supervisión y localización de faltas, basados en transformadores de corriente ópticos, tendría como resultado un beneficio global de, entre **6,2 y 25,7 millones de euros**. Este beneficio supondría una **rentabilidad para el sistema de hasta el 9%**, considerando las hipótesis y los criterios aplicados.



Escenario 1 (considerando una demanda y unas dimensiones de la red constantes)

➤ **Demanda de energía estable**

➤ **Ausencia de nuevos desarrollos significativos de la red.**



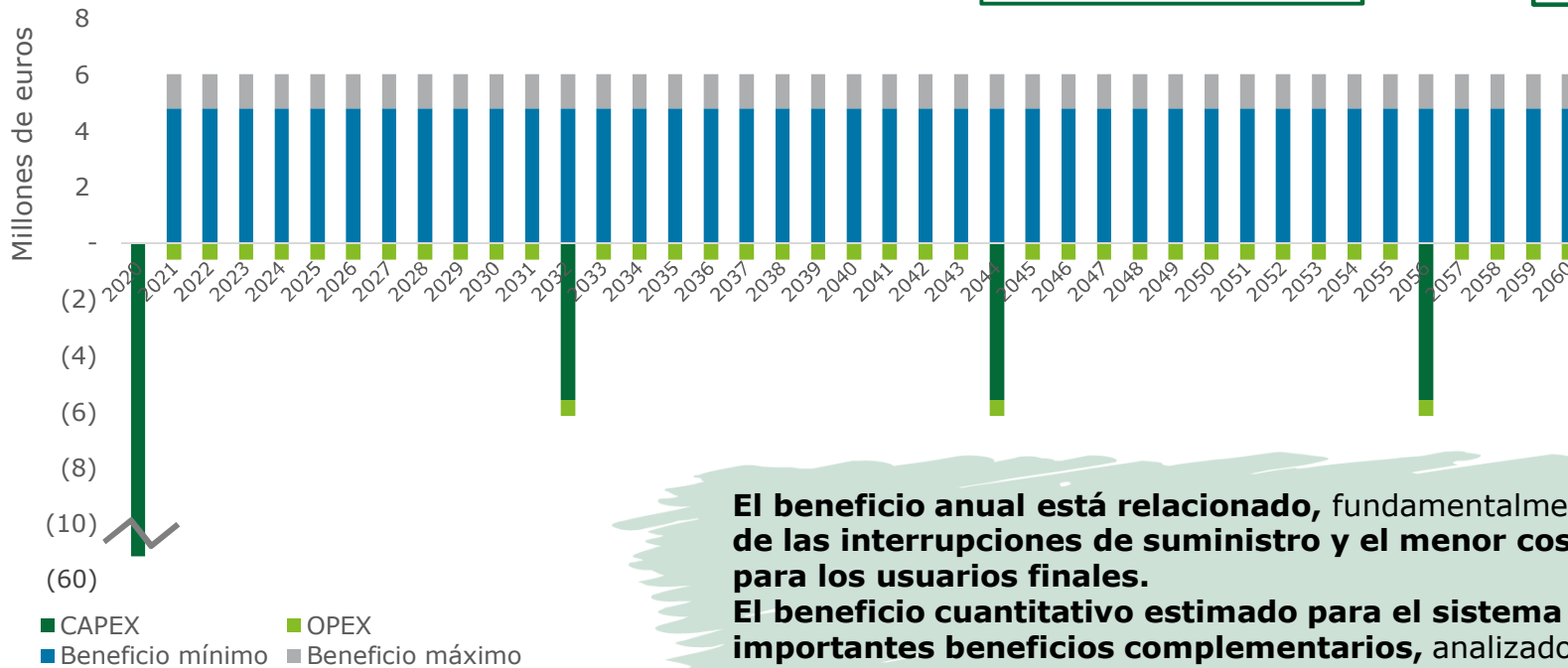
Beneficio actual neto de la inversión (VAN)¹

6,2 – 25,7 M€



Rentabilidad instalación de los sistemas (TIR)

6,4% - 9,0%



El beneficio anual está relacionado, fundamentalmente, con la reducción de las interrupciones de suministro y el menor coste que ello supone para los usuarios finales.

El beneficio cuantitativo estimado para el sistema está acompañado de importantes beneficios complementarios, analizados en las etapas 8 y 9.

Etapa 7: Comparación de costes y beneficios

Principales resultados de la evaluación coste-beneficio (escenario 2)

La consideración, en un escenario de mayor electrificación de la economía y a lo largo de un período de 40 años, de los costes y beneficios asociados a la instalación global en la red subterránea de Alta Tensión de sistemas de supervisión y localización de faltas, basados en transformadores de corriente ópticos, tendría como resultado un beneficio global de, entre **10,5 y 33,1 millones de euros**. Este beneficio supondría una **rentabilidad para el sistema de hasta el 9,3%**, considerando las hipótesis y los criterios aplicados.

Escenario 2 (considerando un proceso acelerado de electrificación de la economía)

➤ **Incremento de la demanda de energía**
(+1,7% anual hasta 2030, +0,5% anual de 2030 en adelante)

➤ **Incremento de la red del +1,8% anual hasta 2030**



Beneficio actual neto de la inversión (VAN)¹

10,5 – 33,1 M€



Rentabilidad instalación de los sistemas (TIR)

6,8% - 9,3%



La consideración de un escenario de intensificación en la electrificación de la economía, con incremento de la demanda y de la longitud de la red, tiene como resultado un incremento del beneficio neto global esperado de, aproximadamente, entre 4,3 y 7,4 millones de euros, en comparación con el escenario 1.

Metodología de análisis

Descripción general

Se ha aplicado una **metodología** de general aceptación (elaborada por el Electric Power Research Institute (EPRI)), utilizada a su vez por **la Comisión Europea en la elaboración de las guías para la realización de análisis coste-beneficio en determinadas soluciones del sector eléctrico**, como el despliegue de *smart meters* o el desarrollo de *smart grids*. Se propone la realización de este análisis **considerando impactos tanto cuantitativos como cualitativos**.

Caracterización de la solución

1 Análisis y descripción de la **tecnología empleada**, así como los **elementos y objetivos de la solución**.



2 Establecimiento de la **relación de los activos con las funcionalidades que desempeñan**.

Estimación de beneficios

3 Establecer la relación de las **funcionalidades anteriores con los beneficios que permiten obtener**.



4 Establecimiento del **escenario de referencia**.



5 Monetización de beneficios e **identificación de beneficiarios**.

Comparación de coste y beneficios

6 **Identificación y cuantificación de los principales costes de la solución**.



7 **Comparación cuantitativa de los costes y beneficios** derivados de la implementación de la solución.

Análisis cualitativo

8 Evaluación de la **contribución de la solución a los principales criterios específicos establecidos por la regulación en la que se establece el marco de la solución**.



9 **Identificación y estimación de otros aspectos e impactos cualitativos a nivel social, difíciles de valorar cuantitativamente**.

Metodología de análisis

Etapa 8: Evaluación cualitativa de la contribución de la solución a los criterios de la regulación



Existen **ciertos beneficios que difícilmente pueden ser evaluados en términos económicos** y, por lo tanto, no pueden formar parte del análisis coste-beneficio. La evaluación cualitativa realizada en esta etapa **permite, a través de la definición y evaluación de una serie de KPIs, una diferenciación "meritocrática" entre diversas soluciones en términos cualitativos**, lo cual **sirve de complemento al análisis económico efectuado en etapas anteriores**.

Se consideran aquellos **beneficios de la solución definidos en la etapa 3 y se definen KPIs asociados a cada beneficio**.

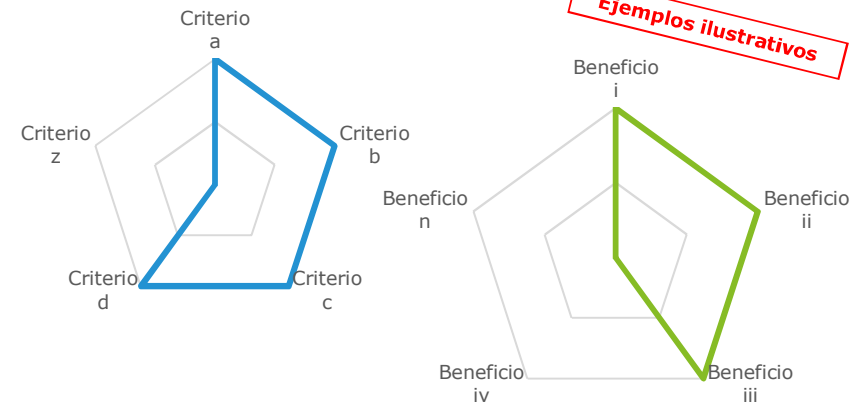
Se consideran los **criterios específicos establecidos por la regulación en la que se establece el marco de la solución definidos en la etapa 2**.

Se **identifican relaciones entre los criterios específicos establecidos por la regulación y los KPIs de los beneficios**, asignando **unos pesos discretos (0-1) que permitan cuantificar la relevancia de la relación criterio-KPI**. El análisis debe incluir la asignación de un elemento que constituya un "nexo" entre un determinado criterio u objetivo regulatorio y un beneficio específico.

Cada solución puede ser analizada en dos planos (criterios y beneficios), de tal forma que **el impacto de la solución será mayor cuanto mayor sea el área en el gráfico**.

Ejemplo ilustrativo

		Criterio a	Criterio b	Criterio z	
Beneficio i	KPI_1^i	Peso 1	-	Peso 13	Σ Pesos
	KPI_2^i	-	Peso 7	Peso 14	
Beneficio ii	KPI_1^{ii}	Peso 2	Peso 8	-	Σ Pesos
	KPI_2^{ii}	Peso 3	-	-	
	KPI_3^{ii}	-	Peso 9	Peso 15	
	KPI_4^{ii}	-	Peso 10	Peso 16	
Beneficio n	KPI_1^n	Peso 4	Peso 11	-	Σ Pesos
	KPI_2^n	Peso 5	Peso 12	Peso 17	
	KPI_3^n	Peso 6	-	Peso 18	
		Σ Pesos	Σ Pesos	Σ Pesos	



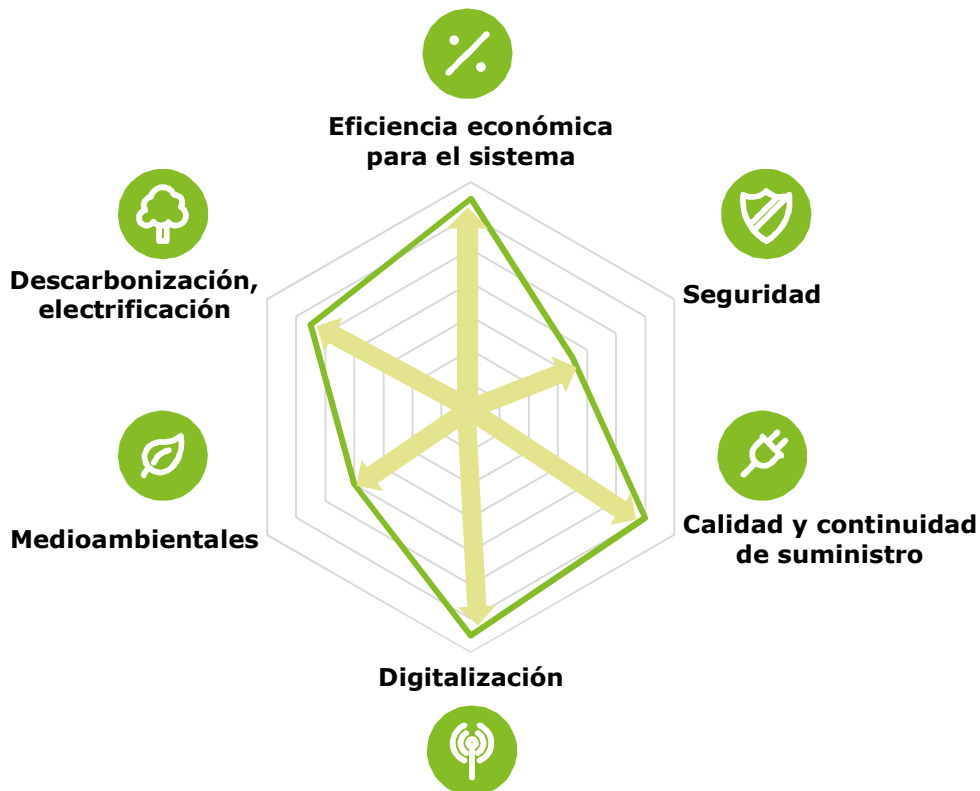
Etapa 8: Evaluación cualitativa de la solución a los criterios de la regulación

Impacto de la solución sobre los criterios establecidos en la regulación

Con objeto de **evaluar la relevancia de aquellos beneficios definidos en la etapa 3** que no hayan sido cuantificados en el análisis coste-beneficio, **se definen una serie de indicadores (KPIs) que sirvan de parámetros de evaluación de la consecución de los citados beneficios por parte de la solución.** A cada KPI se le asigna un peso en relación con los criterios regulatorios de aplicación, obteniéndose como resultado **el impacto global de la solución sobre cada uno de los criterios.**



Evaluación del impacto de la solución en relación con los criterios regulatorios de aplicación



Solución con beneficios integrales

La **utilización de soluciones globales que permiten el mantenimiento predictivo y correctivo de cables subterráneos**, a través de transformadores de corriente ópticos, presenta beneficios fundamentalmente en relación con 3 criterios regulatorios: **(i) mayor eficiencia económica para el sistema, (ii) fomento de la digitalización de las redes y (iii) mejora de la calidad y continuidad de suministro.** Los beneficios asociados a la solución son **positivos tanto a nivel social** (mayores eficiencias, mejor calidad de suministro) **como a nivel de las empresas dedicadas a la gestión de las redes** (mayor digitalización).




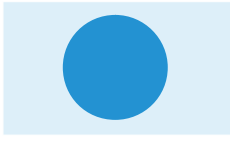
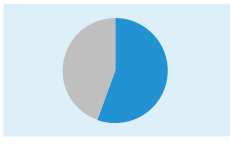
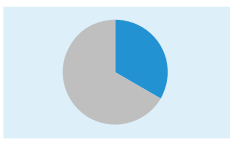
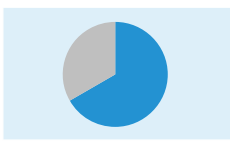
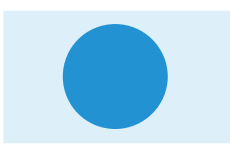
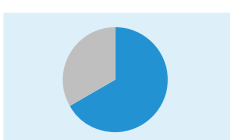
Relevancia de otros beneficios complementarios

Adicionalmente, la solución presenta **beneficios en términos de seguridad**, al contribuir a la reducción de los trabajos en tensión, así como en **aspectos relacionados con el medioambiente y la política energética de descarbonización y electrificación**, al permitir un mayor seguimiento de las redes subterráneas, más resilientes ante el cambio climático, así como optimizar el funcionamiento de éstas ante escenarios variables de carga asociados a la integración de tecnologías de generación renovable.

Etapa 8: Evaluación cualitativa de la solución a los criterios de la regulación

Pesos asociados a cada uno de los KPIs identificados de los beneficios cualitativos




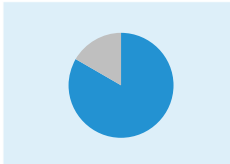
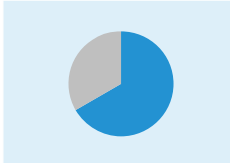
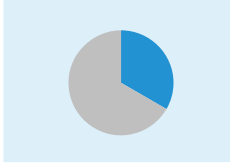
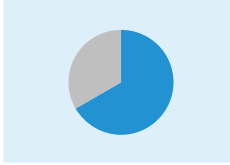
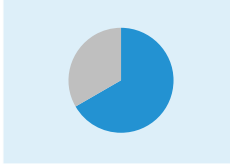
Con objeto de **evaluar la relevancia de aquellos beneficios definidos en la etapa 3** que no hayan sido cuantificados en el análisis coste-beneficio, **se definen una serie de indicadores (KPIs) que sirvan de parámetros de evaluación de la consecución de los citados beneficios por parte de la solución.** A cada KPI se le asigna un peso en relación con los criterios regulatorios de aplicación, obteniéndose como resultado un impacto asociado a los beneficios.

 Beneficios cualitativos	 KPIs	 Impacto
Incremento de las eficiencias para el conjunto del sistema como consecuencia de la optimización del mantenimiento de las líneas subterráneas	Coste asociado a los cargos del sistema para el usuario final Presupuesto dedicado a mantenimiento correctivo	
Reducción de los desplazamientos a campo de las brigadas de las compañías gestoras de redes	Número de accidentes de tráfico Nivel de utilización de combustibles fósiles en vehículos Optimización de los recursos humanos	
Reducción de los trabajos manuales en tensión	Índice de siniestralidad laboral Número de accidentes laborales asociados a la realización de trabajos en tensión	
Incremento del conocimiento en tiempo real del estado de la instalación	Sensibilidad de la medida Volumen de datos recogidos por unidad de tiempo	
Reducción del tiempo requerido para la localización del punto de la avería	Degradación del cable asociada a la falta Precisión en la prelocalización y localización de la falta	
Reducción de errores asociados a la utilización de múltiples equipos en las tareas de mantenimiento	Número de equipos utilizados	

Etapa 8: Evaluación cualitativa de la solución a los criterios de la regulación

Pesos asociados a cada uno de los KPIs identificados de los beneficios cualitativos

Con objeto de **evaluar la relevancia de aquellos beneficios definidos en la etapa 3** que no hayan sido cuantificados en el análisis coste-beneficio, **se definen una serie de indicadores (KPIs) que sirvan de parámetros de evaluación de la consecución de los citados beneficios por parte de la solución.** A cada KPI se le asigna un peso en relación con los criterios regulatorios de aplicación, obteniéndose como resultado un impacto asociado a los beneficios.

 Beneficios cualitativos	 KPIs	 Impacto
Fomento de la innovación y desarrollo de tecnologías para la consecución de un sistema energético 100% renovable a través de soluciones de digitalización e integración de redes	Porcentaje del presupuesto dedicado a I+D+i de las empresas dedicadas al equipamiento eléctrico Optimización del nivel de carga de las redes subterráneas ante tecnologías de generación variable	
Reducción de la necesidad de reemplazo de las instalaciones como consecuencia de la ausencia de un mantenimiento predictivo/preventivo	Aumento de la vida útil de las instalaciones Reducción del nivel de reemplazo de activos que no han agotado su vida útil	
Reducción de tareas de excavación en terrenos próximos a la instalación subterránea	Grado de afección sobre la vegetación existente Coste de reposición del pavimento	
Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero	Emisiones de CO2 Emisiones NOx Emisión de otras partículas nocivas	
Reducción de residuos asociados a equipos eléctricos y electrónicos	Volumen de residuos de equipos eléctricos y electrónicos	

Etapa 8: Evaluación cualitativa de la solución a los criterios de la regulación

Pesos asociados a cada uno de los KPIs identificados de los beneficios cualitativos



Con objeto de **evaluar la relevancia de aquellos beneficios definidos en la etapa 3** que no hayan sido cuantificados en el análisis coste-beneficio, **se definen una serie de indicadores (KPIs) que sirvan de parámetros de evaluación de la consecución de los citados beneficios por parte de la solución.** A cada KPI se le asigna un peso en relación con los criterios regulatorios de aplicación, obteniéndose como resultado un impacto asociado a los beneficios.



Beneficios cualitativos



KPIs



Impacto

Mayor resiliencia de las redes eléctricas subterráneas ante eventos climatológicos extremos

Volumen de instalaciones dadas de bajas por causas de fuerza mayor



Facilitar el aprovechamiento de las oportunidades de empleo y mejora de la competitividad generados por la transición energética

Aumento de la facturación de empresas nacionales de equipamiento eléctrico
Aumento en las exportaciones de empresas nacionales de equipamiento eléctrico
Crecimiento del empleo en sectores de alto valor añadido



Generación de conocimiento técnico innovador para la modernización y transformación de los procesos productivos

Aumento en el número de patentes registradas



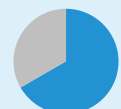
Contribución al desarrollo y control de redes subterráneas con objeto de reducir la dependencia de combustibles fósiles en sistemas aislados

Nivel de interconexión de sistemas aislados con el sistema peninsular
Nivel de generación basada en combustibles fósiles en sistemas aislados



Incremento de la información relativa a la calidad de onda

Degradación de dispositivos eléctricos en usos finales asociada a un déficit en la calidad de producto
Degradación en equipos de la red asociado a un déficit en la calidad de producto



Metodología de análisis

Descripción general

Se ha aplicado una **metodología** de general aceptación (elaborada por el Electric Power Research Institute (EPRI)), utilizada a su vez por **la Comisión Europea en la elaboración de las guías para la realización de análisis coste-beneficio en determinadas soluciones del sector eléctrico**, como el despliegue de *smart meters* o el desarrollo de *smart grids*. Se propone la realización de este análisis **considerando impactos tanto cuantitativos como cualitativos**.

Caracterización de la solución

1 Análisis y descripción de la **tecnología empleada**, así como los **elementos y objetivos de la solución**.



2 Establecimiento de la **relación de los activos con las funcionalidades que desempeñan**.

Estimación de beneficios

3 Establecer la relación de las **funcionalidades anteriores con los beneficios que permiten obtener**.



4 Establecimiento del **escenario de referencia**.



5 **Monetización de beneficios e identificación de beneficiarios**.

Comparación de coste y beneficios

6 **Identificación y cuantificación de los principales costes de la solución**.



7 **Comparación cuantitativa de los costes y beneficios** derivados de la implementación de la solución.

Análisis cualitativo

8 Evaluación de la **contribución de la solución a los principales criterios específicos establecidos por la regulación en la que se establece el marco de la solución**.



9 **Identificación y estimación de otros aspectos e impactos cualitativos a nivel social, difíciles de valorar cuantitativamente**.

Análisis coste-beneficio

Etapas 9: Identificación y estimación de otros aspectos e impactos cualitativos



Además de la evaluación cualitativa de las soluciones efectuada en la etapa 8, **el análisis cualitativo debe identificar y evaluar todos los costes y beneficios que una determinada solución genera en la sociedad y que no pueden ser monetizados y por tanto incluidos en el análisis económico de etapas anteriores (las externalidades de la solución).**

1

Las **externalidades deben ser enumeradas** y, preferentemente, expresadas en magnitudes físicas, que permitan que el análisis sea lo más riguroso y objetivo posible.

2

Es recomendable el establecimiento de indicadores para cada externalidad, cuya elección y cálculo debe ser convenientemente justificado.

3

Cuando no sea posible el cálculo de un indicador, se recomienda efectuar una descripción detallada de los impactos estimados de la solución.

Posibles externalidades de una solución (ejemplos ilustrativos)

...en términos de empleo

...en relación con la seguridad

...a través de posibles impactos medioambientales

...en términos de aceptación social

...en relación con el posible ahorro de tiempo para los consumidores

...generando un ecosistema de mercado innovador

...en relación con la privacidad

Etapa 9: Identificación y estimación de otros aspectos e impactos cualitativos

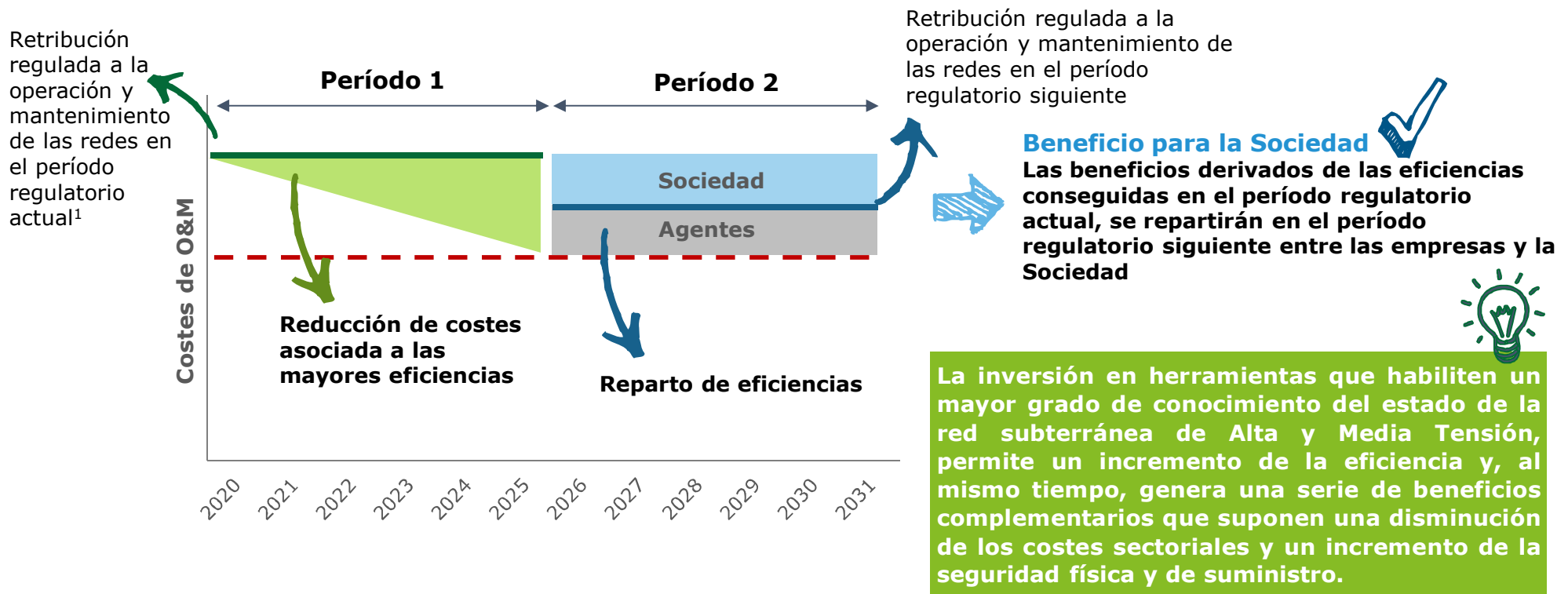
La digitalización de las redes contribuye al incremento de la eficiencia



La introducción de **requerimientos de eficiencia en las metodologías retributivas de las actividades de transporte y distribución eléctrica**, tiene como consecuencia la **generación de eficiencias en relación con los costes operativos y de mantenimiento**. Estas eficiencias redundarán en beneficio de la **Sociedad en períodos regulatorios futuros**, a través de mecanismos regulatorios de reparto de las eficiencias generadas.



Los desarrollos regulatorios en el ámbito de las redes eléctricas, a través de las Circulares normativas aprobadas por la CNMC para el período regulatorio 2020-2025, incorporan **criterios de eficiencia en los costes operativos y de mantenimiento de las compañías dedicadas al transporte y distribución de energía eléctrica**.



(1) En relación con la metodología retributiva de la actividad de distribución eléctrica, la reducción de costes se efectúa cada año del período regulatorio 2020-2025 con una reducción anual de, aproximadamente, el 3%. No obstante, en ajustes previos a períodos regulatorios futuros, las mayores eficiencias podrían ser repartidas entre las compañías y los usuarios, generando un beneficio económico a la Sociedad.

Etapa 9: Identificación y estimación de otros aspectos e impactos cualitativos

Funciones establecidas para las empresas transportistas y distribuidoras de electricidad



La Ley 24/2013, del Sector Eléctrico, establece las funciones y obligaciones que deben cumplir las empresas dedicadas al transporte de electricidad. Soluciones como la planteada se adaptarían a los mecanismos regulatorios vigentes y contribuirían al cumplimiento por parte de las compañías dedicadas a la actividad de transporte eléctrico de las funciones que les atribuye la regulación.



Funciones asociadas a la actividad de transporte de energía eléctrica según la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico

-Análisis no exhaustivo-



Ejecutar los planes de mantenimiento de las instalaciones de transporte.



Ejecutar las instrucciones del operador del sistema para la reposición del servicio en caso de fallos generales en el suministro de energía eléctrica.



Cumplir en todo momento **las instrucciones del operador del sistema para la operación de la red de transporte.**



Garantizar el desarrollo y ampliación de la red de transporte ejecutando la planificación de la red de transporte aprobada, de tal manera que se asegure el mantenimiento y mejora de una red configurada bajo criterios homogéneos coherentes y de mínimo coste.



Realizar sus actividades en la forma autorizada y conforme a las disposiciones aplicables, **prestando el servicio de transporte de forma regular y continua con los niveles de calidad que se determinen reglamentariamente por el Gobierno y manteniendo las instalaciones en las adecuadas condiciones de conservación e idoneidad técnica.**



Facilitar el uso de sus instalaciones para los tránsitos de energía, y la utilización de sus redes de transporte por todos los sujetos autorizados, en condiciones no discriminatorias, de acuerdo con las normas técnicas de transporte.



Maniobrar y mantener las instalaciones de su propiedad.



Para el cumplimiento de determinadas funciones fijadas por la Ley del Sector Eléctrico, las empresas de transporte eléctrico no cuentan con un mecanismo que directamente les retribuya por los citados conceptos. En este sentido, soluciones habilitadoras de un mayor nivel de supervisión y conocimiento de la red contribuirían, a través de la retribución regulada por activos, al cumplimiento de las funciones regulatorias asociadas al transporte eléctrico.

Etapa 9: Identificación y estimación de otros aspectos e impactos cualitativos

Funciones establecidas para las empresas transportistas y distribuidoras de electricidad



La Ley 24/2013, del Sector Eléctrico, establece las funciones y obligaciones que deben cumplir las empresas dedicadas al transporte de electricidad. Soluciones como la planteada se adaptarían a los mecanismos regulatorios vigentes y contribuirían al cumplimiento por parte de las compañías dedicadas a la actividad de distribución eléctrica de las funciones que les atribuye la regulación.



Funciones asociadas a la actividad de distribución de energía eléctrica

-Análisis no exhaustivo-



Realizar sus actividades en la forma autorizada y conforme a las disposiciones aplicables, **prestando el servicio de distribución de forma regular y continua, y con los niveles de calidad que se determinen** reglamentariamente por el Gobierno.



Ser responsables de la **construcción, operación, el mantenimiento** y, en caso necesario, el desarrollo de su red de distribución.



Analizar las solicitudes de conexión a las redes de distribución que gestionen y denegar o, en su caso, condicionar, la conexión a las mismas de acuerdo a los criterios que se establezcan reglamentariamente.



Aportar la **información requerida por la Administración General del Estado para el establecimiento de la retribución.**



Proceder a la **ampliación de las instalaciones de distribución cuando así sea necesario para atender nuevas demandas de suministro eléctrico** en los términos que se establezcan reglamentariamente.



Establecer y ejecutar los planes de mantenimiento de las instalaciones de su red de distribución.

En distribución eléctrica, la retribución de las compañías se efectúa, además de por activos (inversión y operación y mantenimiento), a través del término relativo a la retribución de otras tareas reguladas ("ROTD"). En relación con la operación y mantenimiento y el ROTD, la regulación actual plantea mecanismos que persiguen el incremento de la eficiencia a través de la reducción de costes.

Este incremento de la eficiencia tendrá como resultado un mayor reparto de los beneficios para el Sistema en períodos regulatorios sucesivos. Para lograr estas metas de eficiencia y, al mismo tiempo, cumplir adecuadamente con las funciones estipuladas para la actividad de distribución eléctrica, las empresas distribuidoras necesitan poder desarrollar herramientas que generen un conocimiento exhaustivo de su red y contribuyan a su digitalización.

Etapa 9: Identificación y estimación de otros aspectos e impactos cualitativos

La digitalización de las redes permitirá una medida más efectiva de la calidad del producto



Los **retos asociados a la modernización de las redes y la integración de las renovables** conllevan una **operación más compleja de las mismas**, que es necesario realizar siguiendo los **criterios de seguridad, calidad y eficiencia**. La **mayor complejidad de los flujos de energía y la presencia masiva de renovables** constituyen un reto desde el punto de vista de la calidad del producto eléctrico.



Estabilidad de la red

- Las **corrientes de cortocircuito** se caracterizan por un **incremento prácticamente instantáneo y varias veces superior a la corriente nominal** de una instalación.
- La integración de la generación distribuida, puede producir **“inputs” de energía aguas abajo** de las protecciones tradicionales lo que puede provocar **distorsiones que oculten la existencia de una falta**, impidiendo la actuación de las protecciones.



Nivel de carga en la red

- La **generación renovable** se caracteriza por una **producción intermitente y concentrada en períodos concretos**. Esta situación puede conllevar que los **picos de carga excedan los límites operativos de diseño de la red**.
- La **utilización de energía reactiva** para regular la tensión del sistema puede causar un **incremento adicional en la carga de la red**.
- La **sobrecarga de las instalaciones, reduce la vida útil de los equipos e incrementa los costes de mantenimiento**.



Calidad de la onda

- **Armónicos:** se han incrementado al generalizarse el uso de la electrónica de potencia. Dicho incremento tiene un impacto negativo sobre la red.
- **Transitorios:** la conexión y desconexión de la generación distribuida al sistema, puede causar la aparición de transitorios en la onda.
- **Equilibrio entre fases:** cualquier desviación respecto a las condiciones óptimas de operación, en la que las curvas de tensión de las 3 fases difieren en un ángulo de 120° y tienen la misma amplitud, supone generar un desequilibrio.

Ante los retos que se plantean en el futuro para las redes de distribución, es necesaria su adaptación e integración en las nuevas tecnologías, manteniendo siempre la calidad de onda exigida en los estándares. Para ello, cobra cada vez más importancia la necesidad de monitorizar los parámetros de calidad de onda de forma continua y en tiempo real, con objeto de identificar potenciales amenazas y diseñar planes de acción para su corrección.

Etapa 9: Identificación y estimación de otros aspectos e impactos cualitativos

La digitalización puede contribuir a la mejora de los índices de pérdidas y calidad de suministro



La 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, **establece nuevos mecanismos para regular los incentivos de pérdidas y calidad de las empresas distribuidoras**, con el objetivo de que estos tengan una mejora significativa en sus valores en el próximo periodo regulatorio.

Principales novedades recogidas en la Circular 6/2019



Se establecen nuevas formulaciones para ambos incentivos, ya que, en opinión del Regulador, en los últimos ejercicios las pérdidas se habían incrementado significativamente para el conjunto del sector y no se había observado, de manera general, una mejora en el nivel de calidad de las redes del distribución, por lo que los incentivos definidos en el anterior Real Decreto 1048/2013 no estaban cumpliendo correctamente su función.



Las empresas se comparan únicamente con la media sectorial del incentivo, y en función de su desempeño respecto del valor de la media sectorial, recibirán bonificación o penalización.



Se trata de incentivos económicamente neutros para el sistema, ya que las penalizaciones de unos financian las bonificaciones de otros.

Estos nuevos mecanismos pueden **desincentivar el desarrollo de activos** o herramientas **en aquellas empresas que se encuentren con unos índices por debajo de la media sectorial**, ya que **al recibir bonificación consideran que su desempeño es adecuado** en lo relativo a su nivel de calidad de suministro y pérdidas.

El resultado de esta nueva formulación no sería entonces el buscado en la metodología de la Circular, sino que se **produciría un estancamiento en los valores de los indicadores, sin que estos se redujeran.**

En este sentido, la consideración retributiva de **herramientas innovadoras**, como son los **sistemas de supervisión en tiempo real de la red subterránea a través de transformadores de corriente ópticos**, permitiría una reducción a nivel sectorial de los índices de calidad de suministro y pérdidas.

Etapa 9: Identificación y estimación de otros aspectos e impactos cualitativos

Evolución esperada del sector de fabricación de bienes de equipo eléctrico



La implantación de soluciones innovadoras asociadas a la digitalización de las redes de transporte y distribución de electricidad contribuye al **desarrollo del sector de bienes de equipo eléctrico español, permitiendo afianzar esta parte del tejido productivo, habilitando el afianzamiento del empleo de calidad, la inversión en I+D, la reducción de las importaciones de equipos extranjeros y el fomento de las exportaciones nacionales.**



Entre 2017 y 2030, se estima una inversión entre ~5.000-6.000 millones de euros en digitalización y automatización de las redes eléctricas en España



Esto supone en torno a **~10,9%** del total de las inversiones que se realizarán en redes eléctricas durante el periodo 2017-2030.

La automatización y la digitalización son, además, un vector clave en la transición energética. Esto supone para las empresas del sector de fabricación de bienes de equipo eléctrico una oportunidad, ya que...

1

Su potencial de crecimiento en España podría aumentar hasta ~1,4 veces gracias al mercado no capturado actualmente y el desarrollo de nuevos equipos

2

Su potencial de crecimiento en las exportaciones podría crecer ~0,9 veces debido al aumento de exportaciones por vectores de crecimiento de la transición

3

Este incremento de actividad podría suponer **un crecimiento del ~25% de empleos directos en los fabricantes de equipos**

Las empresas del sector de fabricación de equipos eléctricos destinan hasta un 3-5% de su facturación total a proyectos de I+D. Este valor se encuentra por encima de la media de la industria manufacturera, que destina, de media, un ~0,6% de su facturación total a I+D. Adicionalmente, se trata de uno de los sectores industriales con mayor calidad de los empleos generados en términos salariales.

Etapa 9: Identificación y estimación de otros aspectos e impactos cualitativos

Recuperación de la economía tras la crisis provocada por la COVID-19



El desarrollo de soluciones asociadas a la digitalización de las redes y la electrificación de la economía puede suponer un factor dinamizador para la recuperación económica tras la pandemia de la COVID-19. En este sentido, **los planteamientos iniciales de la "reconstrucción" que está diseñando la Comisión Europea indican que este proceso estará fuertemente vinculado al desarrollo de una "Europa más verde, digital y resiliente"**.

Recuperación hacia una Europa más verde, digital y resiliente



Apoyar a los Estados miembros para que se recuperen, reparen sus daños y salgan reforzados de la crisis

- **Mecanismo Europeo de Recuperación y Resiliencia** integrado en el Semestre Europeo
- **Apoyar la transición ecológica hacia una economía climáticamente neutra**



Relanzar la economía y apoyar la inversión privada

- Programa InvestEU reforzado, que incluye un **Instrumento de Inversiones Estratégicas**
- Nuevo Instrumento de Apoyo a la Solvencia para apoyar el capital de las empresas viables



Aprender de la crisis y abordar los retos estratégicos de Europa

- Nuevo Programa de Salud que ayude a Europa a prepararse ante futuras amenazas para la salud
- Refuerzo del Mecanismo de Protección Civil de la UE, para responder a emergencias a gran escala

Este plan se articulará a través de dos vías de inversión:

Un nuevo **instrumento de recuperación**, denominado **"Next Generation EU"**, dotado con **750.000 millones de euros**, para el periodo 2021-2024

Un **presupuesto a largo plazo de la Unión Europea**, reforzado para el período 2021-2027

La Comisión Europea sigue comprometida con la transición ecológica y digital, que considera fundamentales para relanzar la economía europea.

Anexo I: Metodología de análisis

Metodología de análisis

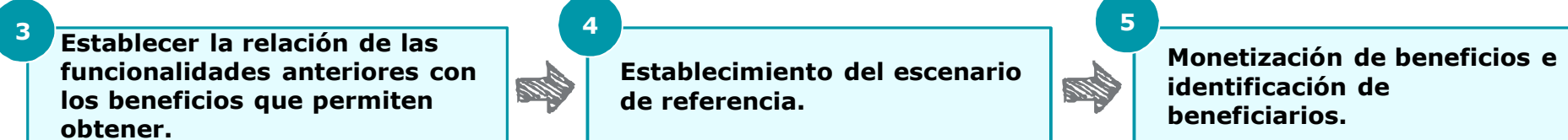
Descripción general

Se ha aplicado una **metodología** de general aceptación (elaborada por el Electric Power Research Institute (EPRI)), utilizada a su vez por **la Comisión Europea en la elaboración de las guías para la realización de análisis coste-beneficio en determinadas soluciones del sector eléctrico**, como el despliegue de *smart meters* o el desarrollo de *smart grids*. Se propone la realización de este análisis **considerando impactos tanto cuantitativos como cualitativos**.

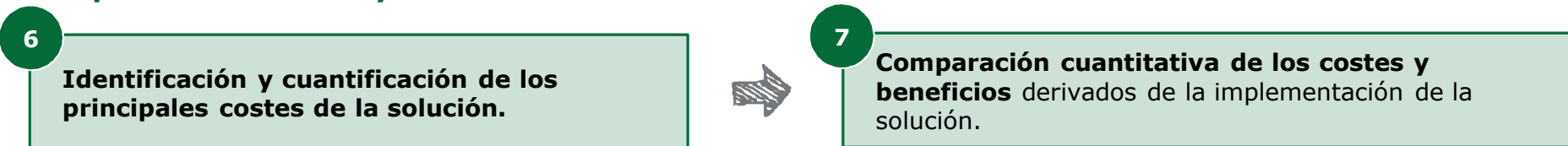
Caracterización de la solución



Estimación de beneficios



Comparación de coste y beneficios



Análisis cualitativo



Metodología de análisis

Etapa 1: Análisis y descripción de las tecnologías, elementos y objetivos de la solución



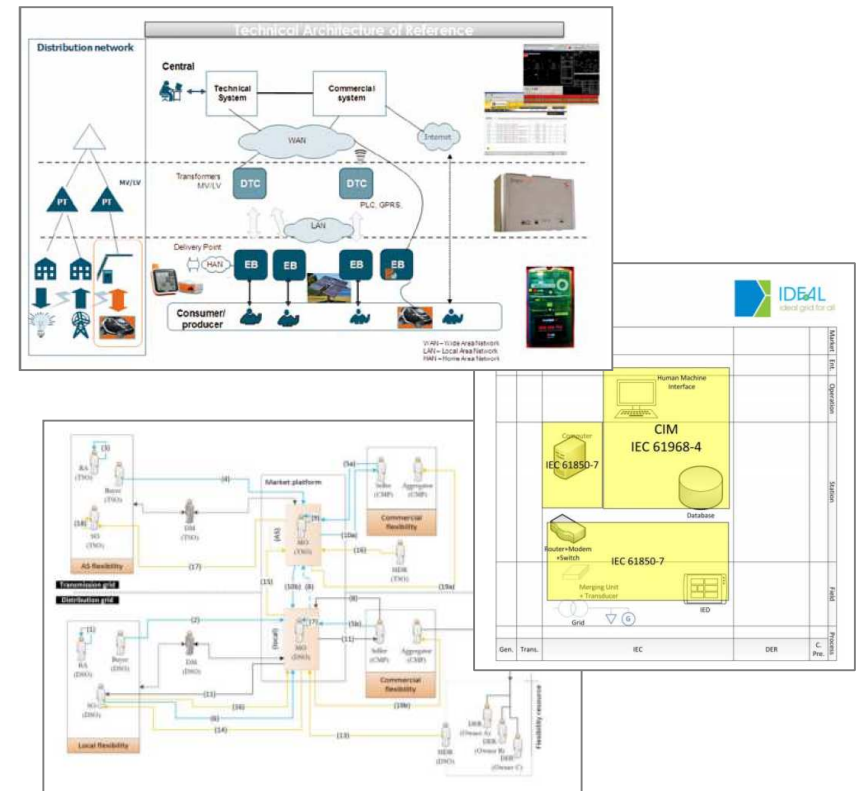
La primera etapa para la realización del análisis coste-beneficio es la **definición de los elementos que componen la solución, así como los principales objetivos buscados con su implementación.**

La solución propuesta debe estar claramente definido como una unidad autosuficiente de análisis. Para ello, se debería proporcionar, al menos, la siguiente información:

-Análisis no exhaustivo-

- Características de la red eléctrica donde se implantaría la solución.
- Contexto regulatorio y su impacto como marco en el cual se implementaría la solución.
- Definición clara de los objetivos de la solución, así como de los impactos esperados a nivel socioeconómico.
- Descripción de principales soluciones aplicadas en el escenario actual.
- Principales características a nivel técnico de la nueva solución propuesta.
- Cualquier otra característica que ayude a definir la solución, aportando valor y diferenciándola respecto a otras más clásicas o tradicionales.
- Agentes relevantes en la implementación de la solución, involucrados tanto directa como indirectamente.

Ejemplos ilustrativos



Metodología de análisis

Etapa 2: Mapeo de activos con funcionalidades



La segunda etapa consiste en relacionar qué componentes de la solución a analizar activan cada una de las funcionalidades definidas para un activo necesario para la actividad. Cada una de las funcionalidades se encuentra asociada a uno o varios beneficios, por lo que es fundamental establecer claramente la relación entre los componentes desarrollados y las funcionalidades que estos proporcionan.

Ejemplo ilustrativo

Hardware	Componente 1
	Componente 2
	Componente 3
	...
	Componente n
Software	Componente a
	Componente b
	Componente c
	...
	Componente z

2 Los criterios específicos establecidos por la regulación en la que se establece el marco de la solución se desglosan en una serie de funcionalidades requeridas por cada uno de los criterios.

	Criterio 1		Criterio 2		Criterio n	
Activos	F ₁	F ₂	F ₃	F ₄	...	F _n
Solución 1	●	●	●			●
Solución 2	●	●		●		
Solución 3		●	●		●	
...		●				
Solución n		●		●	●	●
Combinación soluciones	●	●	●	●	●	●

1 Definición de todos los componentes de la solución que deben ser tenidos en cuenta para la realización del análisis coste-beneficio.

3 Se establece una relación entre los componentes de la solución definidos previamente y las funcionalidades. Los puntos sobre las celdas de la matriz muestran las funcionalidades aportadas por la solución y qué componentes habilitan cada una de ellas.

Ejemplos ilustrativos

- Ejemplos criterios:**
- Eficiencia económica para el sistema
 - Beneficios en seguridad de suministro
 - Beneficios en calidad y continuidad de suministro
 - Eficiencia técnica para el sistema
 - Otros objetivos de política energética: descarbonización, digitación, etc.

Metodología de análisis

Etapa 3: Mapeo de funcionalidades con beneficios



El objetivo del segundo mapeo es relacionar las funcionalidades identificadas en la etapa 2 con los potenciales beneficios que cada una de ellas puede producir. Cada funcionalidad debe considerarse de manera individual, y analizar cómo podría contribuir a cada uno de los beneficios de la columna izquierda de la tabla.

La metodología desarrollada establece una serie detallada de beneficios, que a su vez se pueden agrupar en las siguientes categorías principales (listado no exhaustivo):

Reducción de costes de mantenimiento	Reducción de costes de operación	Reducción de pérdidas eléctricas y de fraude	Incremento de seguridad personal
Reducción de emisiones de CO2	Reducción de tiempos de restablecimiento de cortes	Reducción de desplazamientos	Otros

Ejemplos ilustrativos

Ejemplo ilustrativo

Beneficios	Criterio 1		Criterio 2		Criterio n	
	F ₁	F ₂	F ₃	F ₄	...	F _n
Beneficio 1	●		●			
Beneficio 2						
Beneficio 3		●			●	
Beneficio 4				●		
...	●		●		●	●
Beneficio n		●	●			



Es probable que ocurra que algunas de las funcionalidades identificadas en la etapa 2 no se encuentren mapeadas sobre ninguno de los beneficios de la etapa 3. Aunque cada componente deba estar relacionado con al menos una funcionalidad, no todas ellas tienen por qué activar un beneficio. Los principales motivos de esta casuística en la realización del mapeo son:

- Naturaleza, tamaño o alcance de la solución.
- Aplicabilidad de los beneficios.
- Monetización de los beneficios.
- Regulación aplicable.

En este mapeo, se relacionan las funcionalidades definidas y utilizadas en la etapa 2 con los beneficios. Tras el análisis, los puntos indican los beneficios que se activan a partir de cada una de las funcionalidades.

Metodología de análisis

Etapa 4: Establecimiento del escenario de partida y el escenario esperado



El objetivo del establecimiento del escenario de partida es definir formalmente el "estado de control" que muestra las condiciones del sistema en el caso de que la solución no se hubiera implementado

Con objeto de evaluar adecuadamente la posible solución, se definen varios estados necesarios para evaluar el escenario *Business as Usual* (BAU) y el escenario "con solución":

Situación
previa



Escenario A

El escenario A son las condiciones del escenario de partida que muestran cómo hubiera evolucionado el sistema **sin** la implantación de la solución definida.

Escenario B

El escenario B muestra las condiciones, definidas a través de métricas, que muestra el sistema **con** la implantación de la solución definida.

Para cada beneficio que se desee cuantificar, se define su situación para cada uno de los dos escenarios, A y B, así como las hipótesis utilizadas para definirlo, y se mide la diferencia entre los resultados de cada uno de los dos escenarios.

Tipo de Beneficio	Hipótesis Escenario A (escenario de partida)	Resultados esperados	Hipótesis Escenario B (escenario estimado)	Resultados esperados

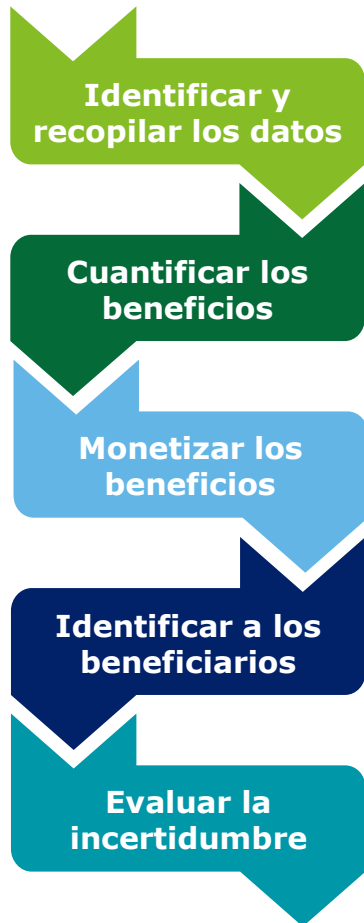
Las hipótesis y valores utilizados para la definición de ambos escenarios pueden estar referidas tanto a valores históricos, como a predicciones realizadas.

Metodología de análisis

Etapa 5: Cuantificación y monetización de los beneficiarios



Una vez que la línea de partida y los escenarios de la solución han sido definidos, **se precisa identificar, recopilar y reportar la información necesaria para la cuantificación y monetización de los beneficios**. Esta etapa consta a su vez de cinco subetapas.



A partir de la identificación de beneficios (identificados en la etapa 3) y los diferentes escenarios (identificados en la etapa 4), se determina la tipología de datos necesaria para su evaluación.



Los beneficios de una solución representarán el cambio entre las condiciones de partida y las condiciones hipotéticas tras la implementación de la solución. En función de la solución a implementar, los cambios pueden ocurrir en diferentes niveles.



Esta subetapa conlleva monetizar (expresar en términos económicos equivalentes) los beneficios cuantificados en el paso anterior, con el objeto de que los beneficios que puedan ser cuantificables, puedan ser comparables, con una unidad común de medida.



En el análisis se tratará de identificar quienes son los diferentes beneficiarios en el sistema eléctrico para cada uno de los beneficios (usuarios, operadores del sistema, y la sociedad como último beneficiario).



De forma complementaria, se identificará el nivel de precisión existente en la cuantificación y monetización de los beneficios, ya que, por ejemplo, ciertos beneficios basados en aspectos medioambientales o sociales son más difíciles de evaluar que los técnicos.

Metodología de análisis

Etapa 6: Cuantificación de costes



Los costes de la solución son aquellos costes en los que se incurre a lo largo de su implementación, respecto del escenario de partida. Esta etapa requiere un meticuloso desglose de cada uno de sus componentes, de forma que refleje fielmente la inversión real realizada.



Identificación de costes

Para la identificación de los principales costes en los que se incurrirá en la solución, se evalúan:



Internamente por la compañía.



A partir de la información proporcionada por los proveedores.



A través de estimaciones de soluciones semejantes que puedan existir ya en el mercado.



A través de cualquier otro mecanismo que permita la identificación de los costes asociados a la solución.

Las tipologías de costes que se identificarán para su posterior cuantificación podrán clasificarse dentro de cualquiera de estas dos categorías:

**Costes de capital
(CAPEX)**

**Costes operativos
(OPEX)**



Cuantificación de costes

La cuantificación de los costes de la solución es un proceso clave para poder conocer el retorno de la inversión realizada, que muestra si esta es positiva.



Metodología de análisis

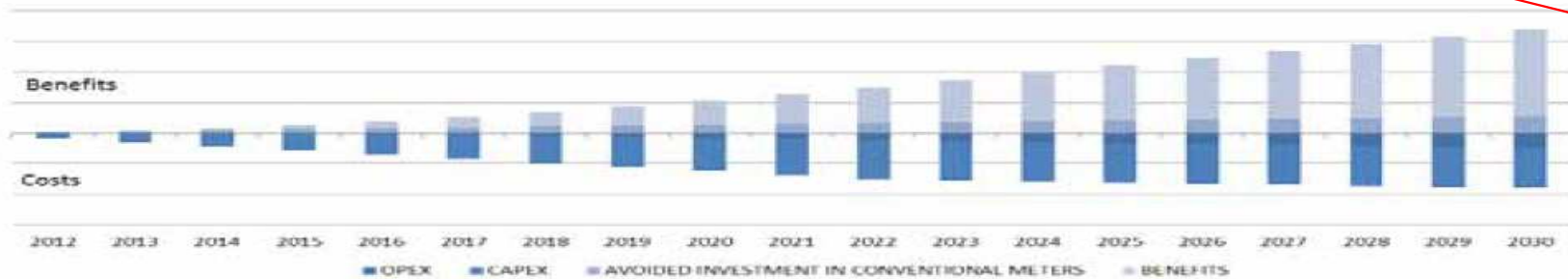
Etapa 7: Comparación de costes y beneficios



Una vez que se han estimado los costes y los beneficios de la solución, ambos han de ser comparados y evaluados para determinar la rentabilidad de la implementación de la solución.

Comparación acumulada

Este método presenta los costes y los beneficios acumulados. Este método es útil para identificar en que momento en el tiempo se supera el umbral de rentabilidad, es decir, cuando los beneficios superan a los costes.



Ratio beneficio-coste

Este método consiste en representar el valor de la solución como un ratio entre beneficios y costes, bien con sus valores anuales o sus valores actualizados.

Se trata de una manera sencilla de representar la magnitud de los beneficios respecto a los costes. Si el ratio es mayor de 1, la solución es eficiente en costes.

Metodología de análisis

Etapa 8: Evaluación cualitativa de la contribución de la solución a los criterios de la regulación



Existen **ciertos beneficios que difícilmente pueden ser evaluados en términos económicos** y, por lo tanto, no pueden formar parte del análisis coste-beneficio. La evaluación cualitativa realizada en esta etapa **permite, a través de la definición y evaluación de una serie de KPIs, una diferenciación "meritocrática" entre diversas soluciones en términos cualitativos**, lo cual **sirve de complemento al análisis económico efectuado en etapas anteriores**.

Se consideran aquellos **beneficios de la solución definidos en la etapa 3 y se definen KPIs asociados a cada beneficio**.

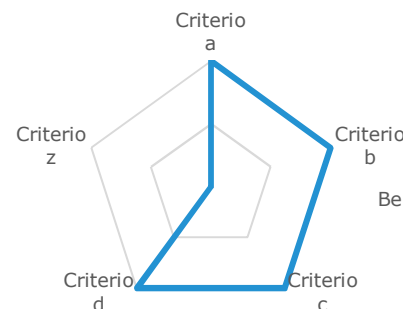
Se consideran los **criterios específicos establecidos por la regulación** en la que se establece el marco de la solución definidos en la etapa 2.

Se **identifican relaciones entre los criterios específicos establecidos por la regulación y los KPIs de los beneficios**, asignando **unos pesos discretos (0-1) que permitan cuantificar la relevancia de la relación criterio-KPI**. El análisis debe incluir la asignación de un elemento que constituya un "nexo" entre un determinado criterio u objetivo regulatorio y un beneficio específico.

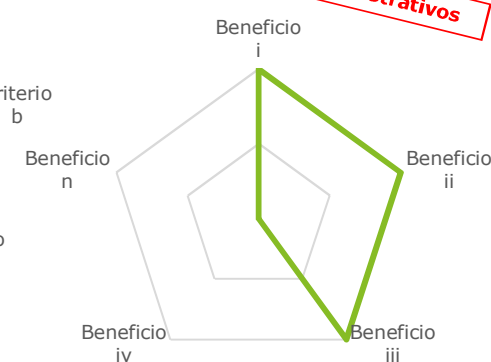
Ejemplo ilustrativo

		Criterio a	Criterio b	Criterio z	
Beneficio i	KPI_1^i	Peso 1	-	Peso 13	Σ Pesos
	KPI_2^i	-	Peso 7	Peso 14	
Beneficio ii	KPI_1^{ii}	Peso 2	Peso 8	-	Σ Pesos
	KPI_2^{ii}	Peso 3	-	-	
	KPI_3^{ii}	-	Peso 9	Peso 15	
	KPI_4^{ii}	-	Peso 10	Peso 16	
Beneficio n	KPI_1^n	Peso 4	Peso 11	-	Σ Pesos
	KPI_2^n	Peso 5	Peso 12	Peso 17	
	KPI_3^n	Peso 6	-	Peso 18	
		Σ Pesos	Σ Pesos	Σ Pesos	

Cada solución puede ser analizada en dos planos (criterios y beneficios), de tal forma que **el impacto de la solución será mayor cuanto mayor sea el área en el gráfico**.



Ejemplos ilustrativos



Análisis coste-beneficio

Etapas 9: Identificación y estimación de otros aspectos e impactos cualitativos



Además de la evaluación cualitativa de las soluciones efectuada en la etapa 8, **el análisis cualitativo debe identificar y evaluar todos los costes y beneficios que una determinada solución genera en la sociedad y que no pueden ser monetizados y por tanto incluidos en el análisis económico de etapas anteriores (las externalidades de la solución).**

1

Las **externalidades deben ser enumeradas** y, preferentemente, expresadas en magnitudes físicas, que permitan que el análisis sea lo más riguroso y objetivo posible.

2

Es recomendable el establecimiento de indicadores para cada externalidad, cuya elección y cálculo debe ser convenientemente justificado.

3

Cuando no sea posible el cálculo de un indicador, se recomienda efectuar una descripción detallada de los impactos estimados de la solución.

Posibles externalidades de una solución (ejemplos ilustrativos)

...en términos de empleo

...en relación con la seguridad

...a través de posibles impactos medioambientales

...en términos de aceptación social

...en relación con el posible ahorro de tiempo para los consumidores

...generando un ecosistema de mercado innovador

...en relación con la privacidad

Anexo II: Otros

Anexo II



Características de la red eléctrica donde se implantaría la solución



Un cable subterráneo de alta tensión está constituido por diferentes elementos, a diferencia de su homólogo aéreo, que únicamente cuenta con el cable conductor. Por su mayor complejidad, y las dificultades que presenta una línea eléctrica subterránea, es de gran importancia una continua supervisión de su estado.

Aislamiento

Es un componente crítico del cable, ya que **ha de ser capaz de soportar el campo eléctrico presente en el interior del mismo**. La tensión máxima que puede soportar un cable dependerá del material y el espesor del aislamiento.

Terminal

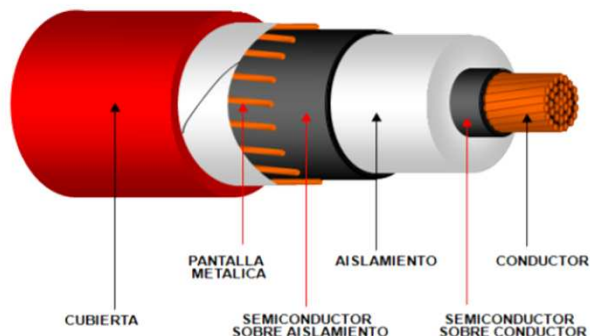
Los terminales son los **extremos de la línea** de alta tensión subterránea que aseguran la **continuidad eléctrica** con otros elementos del sistema (líneas aéreas, subestaciones, centros de transformación, etc.).

Empalme

Los empalmes son **uniones entre conductores que aseguran la continuidad eléctrica y mecánica**. Se consideran **"puntos críticos"** de las redes de alta tensión subterráneas, puesto que la **mayoría de los fallos se producen en esta parte de la instalación**.

Cable conductor

Es el **elemento que permite la transmisión de la energía eléctrica a través del conductor** (de aluminio o de cobre). Un esquema típico de un cable conductor en instalaciones subterráneas de alta tensión es el siguiente:



Cable de tierra

Permite la **puesta a tierra de los elementos de la instalación**, facilitando su **protección al impedir que se pongan en tensión elementos que no han de estarlo**.

Conexión

Las conexiones son **uniones en el cable que aseguran la continuidad eléctrica** pero en ellos la resistencia mecánica es menor que en los empalmes. Una conexión no puede estar sometida a esfuerzos mecánicos ni puede incrementar la resistencia eléctrica del conductor.

Anexo III: Referencias

Anexo III

Referencias

Fuentes de información de referencia

Jornada sobre localización de faltas en cables aislados subterráneos y submarinos, organizada por CIGRE España (septiembre de 2019)

Thorne & Derrick International (<https://www.powerandcables.com/>)

HV Technologies (<https://hvtechnologies.com/>)

Baur (<https://www.baur.eu/es/home>)

Hawk Measurement (<http://www.hawkmeasure.com/>)

AP Sensing (<https://www.apsensing.com/>)

Lumiker (<http://www.lumiker.com/>)

Arteche (<https://www.arteche.com/es>)

Mantenimiento de redes eléctricas subterráneas de alta tensión, Germán Coca López (2013)

Consideraciones generales sobre el documento

Al objeto de contextualizar adecuadamente este documento es preciso tener en cuenta las siguientes consideraciones

Nuestro trabajo se ha basado, principalmente, en la utilización de descripciones técnicas e información económica, técnica y financiera proporcionada por Lumiker Aplicaciones Tecnológicas, S.L. (la Sociedad) o publicada por terceros que, por su naturaleza, no se encuentra auditada en muchos casos. Dada la naturaleza de nuestro trabajo, hemos asumido la exactitud e integridad de dicha información, sin efectuar revisiones sobre la misma.

Los procedimientos que hemos completado durante nuestro trabajo no tienen como finalidad la revisión y evaluación de posibles implicaciones fiscales, medioambientales, legales o laborales que podrían derivarse de la realización de inversiones en las soluciones objeto del presente trabajo. Por tanto, si existiesen riesgos derivados de dichas situaciones, los mismos no han sido considerados en el presente documento.

Nuestro trabajo no corresponde ni a una auditoría de estados financieros ni a una revisión de información económica (histórica o prospectiva), por lo que no ha incluido los procedimientos considerados necesarios por las normas profesionales generalmente aceptadas para la realización de una auditoría de cuentas u otros trabajos análogos y, por tanto, no expresamos una opinión profesional sobre la información financiera utilizada. Si hubiéramos realizado una auditoría de estados financieros de acuerdo con normas profesionales generalmente aceptadas o hubiéramos realizado procedimientos adicionales, o con un alcance diferente, podrían haberse puesto de manifiesto aspectos adicionales de interés sobre los que habríamos informado.

En la interpretación de este documento debe considerarse que las proyecciones financieras incluidas en el trabajo se han realizado utilizando un conjunto de asunciones hipotéticas sobre hechos futuros y sobre actuaciones que no necesariamente tienen por qué ocurrir. Incluso, si se dieran los hechos anticipados en las asunciones hipotéticas, los resultados reales podrían diferir de los resultantes en las proyecciones, pudiendo ser las variaciones significativas. En consecuencia, el lector debe tener en cuenta esta situación en el uso que haga de este documento.

Nuestro trabajo se ha basado únicamente en la información pública o proporcionada por la Sociedad disponible a la fecha de emisión de este documento. No podemos asumir responsabilidad alguna en cuanto a la actualización de este documento como consecuencia de hechos o circunstancias que se produzcan después de la fecha de realización de nuestro trabajo y que pudiesen afectar al mismo. Este documento debe interpretarse en el contexto del alcance y procedimientos empleados en nuestro trabajo.

Este trabajo ha sido solicitado y va dirigido a la Sociedad con objeto de servir de apoyo dentro de un proceso general de identificación de posibles actuaciones futuras y, por consiguiente, no deberá ser utilizado para ninguna otra finalidad, ni publicado en ningún otro documento, sin nuestro consentimiento expreso, por lo que no aceptamos responsabilidad alguna frente a sus accionistas o frente a cualquier otro tercero (todos ellos, en adelante, "Terceros") a los que la Sociedad haya dado acceso al mismo. En virtud de lo expresado y por el hecho de tener acceso al mismo, ningún Tercero que acceda a nuestro documento debe considerar que tal acceso supone el establecimiento de una relación contractual entre dicho Tercero y Deloitte, ni les confiere derecho alguno frente a Deloitte.

Este documento no puede entenderse, en ningún caso, como una recomendación a la Sociedad, u otros agentes, sobre la inversión en las soluciones objeto del presente trabajo. En otros aspectos, nuestro trabajo no ha incluido un análisis sobre la viabilidad técnica de las soluciones propuestas que, según nos han indicado la Sociedad, ha sido efectuado por otros agentes.



Deloitte hace referencia a Deloitte Touche Tohmatsu Limited ("DTTL") y a su red global de firmas miembro y sus entidades vinculadas, ya sea a una o a varias de ellas DTTL y cada una de sus firmas miembro son entidades jurídicamente separadas e independientes. DTTL (también denominada "Deloitte Global") no presta servicios a clientes. Para obtener más información, consulte la página www.deloitte.com/about.

Esta publicación contiene exclusivamente información de carácter general, y ni Deloitte Touche Tohmatsu Limited, ni sus firmas miembro o las respectivas empresas asociadas pretenden, por medio de esta publicación, prestar servicios o asesoramiento en materia contable, empresarial, financiera, de inversiones, legal, fiscal u otro tipo de servicio o asesoramiento profesionales. Esta publicación no podrá sustituir dicho asesoramiento o servicios profesionales, ni será utilizada como base para tomar decisiones o adoptar medidas que puedan afectar a su situación financiera o a su negocio. Antes de tomar cualquier decisión o adoptar cualquier medida que pueda afectar a su negocio, debe consultar con un asesor profesional cualificado.

Ni Deloitte Touche Tohmatsu, ni sus firmas miembros o sus respectivas empresas asociadas, serán responsables de ninguna pérdida, independientemente de su naturaleza, en que incurra cualquier persona por basarse en esta publicación

© 2020 Para más información, póngase en contacto con Deloitte Advisory, S.L.