Plan de desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica

Período 2021-2026

GOBIERNO DE ESPAÑA

VICEPRESIDENCIA TERCERA DEL GOBIERNO

MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO

RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

1. Introducción

1.1. Contexto en el que se enmarca la planificación de la red de transporte

1.2. Planificación energética indicativa

1.3. Planificación eléctrica vinculante: red de transporte

1.3.1. Un proceso en continua mejora. Novedades con respecto a planificaciones anteriores

1.4. Proceso de planificación

1.4.1. Fase de propuestas

2. Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)

2.1. Demanda

2.2. Generación

2.2.1. Estimación de la ubicación de la generación renovable para el escenario previsto en 2026

3. Metodología de análisis

3.1. La red de análisis o red de partida

3.2. Identificación de necesidades

3.3. Uso de nuevos componentes en la red

3.4. Análisis de alternativas

3.5. Criterios de selección/priorización

3.6. Análisis coste-beneficio

3.6.1. Metodología de evaluación de actuaciones

3.6.2. Indicadores de la metodología de evaluación de actuaciones

4. Resultados

4.1. ¿Qué pasaría si no se construye red de transporte más allá de la red de partida?

4.2. ¿Qué pasaría con una red de transporte sin limitaciones?

4.3. Diseño de la red de transporte planificada

4.4. Análisis de las nuevas necesidades de la red de transporte

4.5. Principales actuaciones planificadas

4.6. Impacto del desarrollo de la red de transporte

4.7. Datos clave del plan de desarrollo 2021-2026

4.8. Proyectos necesarios más allá de 2026

4.9. Mapas

4.9.1. Península

4.9.2. Detalle Península

4.9.3. Baleares

4.9.4. Canarias

5. Anexos

I: Red de partida

II: Nuevas actuaciones

III: Anexos técnicos

1

Introducción

1.1. Contexto en el que se enmarca la planificación de la red de transporte

1.2. Planificación energética indicativa

1.3. Planificación eléctrica vinculante: red de transporte

1.3.1. Un proceso en continua mejora. Novedades con respecto a planificaciones anteriores

1.4. Proceso de planificación

1.4.1. Fase de propuestas

1.1. Contexto en el que se enmarca la planificación de la red de transporte

CONTEXTO NORMATIVO

La Administración General de Estado, a través del actual Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD), tiene la responsabilidad de diseñar la política energética de España. Para ello establece la planificación energética en la que, entre otros aspectos, se definen los objetivos a medio y largo plazo en términos de integración de energías renovables, reducción de emisiones y seguridad de suministro en el sistema eléctrico al mínimo coste para el consumidor. Todo ello se recoge en la Ley del Sector Eléctrico, Ley 24/2013, artículo 4.

La planificación de la red de transporte es un ejercicio que se desarrolla bajo un marco regulado y liderado por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

Dentro de la planificación energética, el plan de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica que se desarrolla con la participación de las comunidades y ciudades autónomas tiene como objetivo identificar las necesidades de modernización de las instalaciones existentes así como de las nuevas infraestructuras de transporte que se requiere desarrollar para garantizar el suministro eléctrico en todo el territorio nacional en el escenario objetivo futuro, considerando al mismo tiempo aspectos de sostenibilidad ambiental, social y económica. Además, dado que garantizar la integración de estas infraestructuras en el entorno es esencial, la planificación eléctrica lleva asociada una Evaluación Ambiental Estratégica.

CONTEXTO SOCIOPOLÍTICO: LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

El marco de la política energética y climática en España está guiado por los acuerdos internacionales en el marco de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), especialmente el Protocolo de Kioto y el Acuerdo de París, así como las políticas acordadas en el seno de la Unión Europea.

La Unión Europea (UE) ha dado sobradas muestras de su preocupación por lograr alcanzar un sistema energético sostenible, que permita compaginar el crecimiento económico y la competitividad con la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y la protección adecuada del medioambiente a medio y largo plazo.

Actualmente la estrategia europea en materia de energía y clima define objetivos para los años 2020, 2030 y 2050 para el conjunto de países de la UE, no siendo de aplicación en el largo plazo para cada Estado Miembro individualmente.

Europa y España apuestan firmemente por la transición energética.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Así, para 2030 los objetivos de clima y energía[1] fijados para el conjunto de la UE son:

- Al menos un 55 % de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990[2] (objetivo vinculante).
- 32 % de renovables sobre el consumo total de energía final bruta (objetivo vinculante).
- 32,5 % de mejora de la eficiencia energética.
- 15 % interconexión eléctrica de los Estados miembros.

Los ambiciosos objetivos de energía y clima de la Unión Europea junto con los compromisos internacionales en esta materia establecen alcanzar una economía prácticamente descarbonizada en el año 2050, donde se consiga el mismo bienestar para la sociedad sin apenas emisiones. La transición energética debe entenderse como el camino de transformación de todos los sectores de la economía para lograr dicho objetivo en 2050.

Es importante destacar que, entre los distintos sectores de actividad, el primer y el segundo emisor de GEI son el transporte y la generación eléctrica. Por lo tanto, un proceso de descarbonización de la economía exige un esfuerzo significativo en la transformación de estos sectores, incluyendo un cambio de vector energético hacía la electricidad dada su mayor capacidad en la actualidad para la incorporación de energías renovables y una mayor eficiencia en el uso final de la energía por la utilización de tecnologías con mayor aprovechamiento de la energía primaria como las bombas de calor y frío en climatización o la movilidad eléctrica. El incremento en la electrificación de la economía junto con la integración creciente de energías renovables permitirá una reducción de la dependencia exterior en el suministro de materias primas energéticas. En el sector del transporte, la movilidad eléctrica (la electrificación de la red ferroviaria y desarrollo de la red de alta velocidad, la transición hacia el vehículo eléctrico y la electrificación de los puertos marítimos entre otros) resulta clave para la descarbonización del transporte tanto de personas como de mercancías.

Un mayor grado de electrificación de la sociedad conlleva elevar, si cabe, la importancia de la seguridad de suministro eléctrico y, por tanto, hace imprescindible tanto el diseño adecuado de las redes como la ejecución en plazo de las infraestructuras identificadas como necesarias en el plan de desarrollo de la red de transporte.

En cumplimiento de los compromisos internacionales y del marco legislativo europeo, España ha adoptado unos objetivos mínimos, sin perjuicio de las competencias autonómicas, junto a la definición de un conjunto de políticas y medidas que permitan lograrlos. Los compromisos de España se plasman en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC).

1 Definidos en el artículo 2(11) del Reglamento (UE) 2018/1999 sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima (Reglamento de Gobernanza). El 14 de julio de 2021 la CE publicó un conjunto de propuestas normativas ("Paquete Fit for 55") con el objeto de revisar alguna de la ya existentes para adaptarla a los nuevos objetivos climáticos de la UE. Entre las propuestas de modificación están la Directiva de energías renovables y la de eficiencia energético con objeto de modificar los respectivos objetivos para 2030.

2 Objetivo establecido en el artículo 4 del Reglamento (UE) 2021/1119 del Parlamento Europeo y del Consejo de 30 de junio de 2021 por el que se establece el marco para lograr la neutralidad climática («Legislación europea sobre el clima»).

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

1.2. Planificación energética indicativa

En materia de planificación eléctrica se distingue entre planificación vinculante, que es la que nos ocupa en el presente documento y se refiere al desarrollo de la red de transporte, y planificación indicativa que, sin tener en cuenta la capacidad de las redes eléctricas, establece los escenarios de posible evolución de demanda y parque de generación objetivo en cuanto a generación y suministro de electricidad. La planificación indicativa queda plenamente recogida en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC). El PNIEC también se constituye como instrumento para la consecución de los objetivos nacionales propuestos en el artículo 3 de la Ley de Cambio Climático y Transición Energética[3], Ley 7/2021:

- Reducir en el año 2030 las emisiones de gases de efecto invernadero del conjunto de la economía española en, al menos, un 23 % respecto del año 1990.
- Alcanzar en el año 2030 una penetración de energías de origen renovable en el consumo de energía final de, al menos, un 42 %.
- Alcanzar en el año 2030 un sistema eléctrico con, al menos, un 74 % de generación a partir de energías de origen renovable.
- Mejorar la eficiencia energética disminuyendo el consumo de energía primaria en, al menos, un 39,5 %, con respecto a la línea de base conforme a normativa comunitaria.
- Antes de 2050 y en todo caso, en el más corto plazo posible, España deberá alcanzar la neutralidad climática, y el sistema eléctrico deberá estar basado, exclusivamente, en fuentes de generación de origen renovable.

La planificación energética indicativa es el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2030.

El Reglamento (UE) 2018/1999 establece en su Artículo 3 que cada estado miembro comunique a la Comisión Europea un primer Plan Nacional Integrado de Energía y Clima para el período de 2021 a 2030 y que incluya las contribuciones nacionales en materia de reducción de gases de efecto invernadero, mejora de la eficiencia energética y aumento de la cuota de renovables en el consumo de energía final. Estos planes le sirven a la Unión Europea para planificar el cumplimiento de sus objetivos y metas en materia de cambio climático en coherencia con el Acuerdo de París.

El 25 de marzo de 2021 el Consejo de Ministros aprobó la versión final del PNIEC[4]. Este plan se divide en dos grandes bloques: el primero, detalla el proceso, los objetivos nacionales, las políticas y medidas existentes y las necesarias para alcanzar los objetivos del plan, así como el análisis del impacto económico, de empleo, distributivo y de beneficios sobre la salud. El segundo bloque integra la parte analítica, en la que se detallan las proyecciones tanto de un Escenario Tendencial como de un Escenario Objetivo, así como las descripciones de los diferentes modelos que han posibilitado el análisis prospectivo y que proporcionan robustez a los resultados.

3 https://www.boe.es/eli/es/l/2021/05/20/7.
4 https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-5106.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

1.3. Planificación eléctrica vinculante: red de transporte

La regulación del sector eléctrico contempla la liberalización de determinadas actividades, como la producción de energía eléctrica o el suministro de esta, mientras que otras como el desarrollo de la red de transporte tienen un carácter regulado y se someten a una planificación vinculante debido a su carácter estratégico.

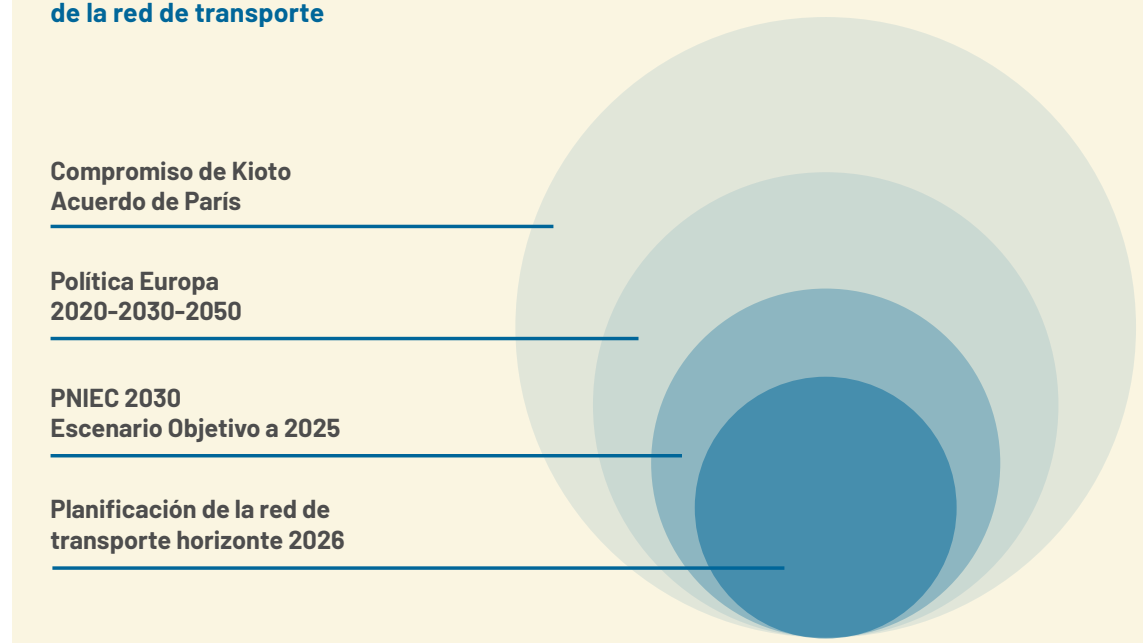
Para conseguir que el suministro eléctrico sea fiable y eficiente para los consumidores en un nuevo escenario de transición energética, es imprescindible contar con un sistema eléctrico correctamente diseñado y, especialmente, con una red de transporte de energía eléctrica dimensionada para este fin.

El propio PNIEC establece entre las medidas para alcanzar los objetivos la adaptación de redes eléctricas para la integración de la generación renovable identificando como mecanismo de actuación la planificación de la red de transporte 2021-2026, que deberá tener en cuenta el entorno en el que se operará el sistema como consecuencia de la consecución de los propios objetivos del PNIEC. Adicionalmente, para la implantación de la medida sobre reducción de la dependencia del carbón y el petróleo o para la integración de generación renovable en los sistemas de los territorios no peninsulares se establece como mecanismo de actuación la inclusión en esta planificación de enlaces entre sistemas eléctricos.

Tal y como se indica en el propio PNIEC, el proceso de planificación de la red de transporte para el horizonte 2021-2026 debe tomar como premisa el escenario objetivo del PNIEC, como normativa que establece la planificación indicativa. Por ello, se asumen tanto sus previsiones de consumo de electricidad como de generación y composición de la potencia instalada de generación, si bien, se adaptan al horizonte de la planificación, es decir, al año 2026.

La planificación de la red de transporte es una herramienta fundamental para garantizar la transición energética.

Figura 1. Marco de la planificación de la red de transporte



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Así pues, esta nueva planificación de la red de transporte de energía eléctrica tiene en cuenta los cambios sustanciales consecuencia de la transición energética, el cumplimiento de objetivos de eficiencia energética, energías renovables y cambio climático, y el incremento del nivel de electrificación de la economía. En el horizonte de esta planificación, 2021-2026, se establecen las bases de la red de transporte del futuro que deberá cumplir su función de conectar la generación y el consumo en escenarios con una gran variabilidad de los flujos de energía entre distintas zonas de nuestro país, con el máximo respeto al medioambiente y aportando valor tanto para consumidores como para los nuevos generadores, todo ello dentro de los límites de coste de inversión establecidos en la normativa de aplicación.

El plan de desarrollo de la red futura se rige por los principios rectores recogidos en la Orden TEC/212/2019, de 25 de febrero, por la que se inició el procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica con horizonte 2026:

a) El cumplimiento de los compromisos en materia de energía y clima se van a concretar a nivel nacional en el PNIEC 2021-2030.

b) La maximización de la penetración renovable en el sistema eléctrico, minimizando el riesgo de vertidos, y de forma compatible con la seguridad del sistema eléctrico.

c) La evacuación de energías renovables en aquellas zonas en las que existan elevados recursos renovables y sea posible ambientalmente la explotación y transporte de la energía generada.

d) La contribución, en lo que respecta a la red de transporte de electricidad, a garantizar la seguridad de suministro del sistema eléctrico.

e) La compatibilización del desarrollo de la red de transporte de electricidad con las restricciones medioambientales.

f) La supresión de las restricciones técnicas existentes en la red de transporte de electricidad.

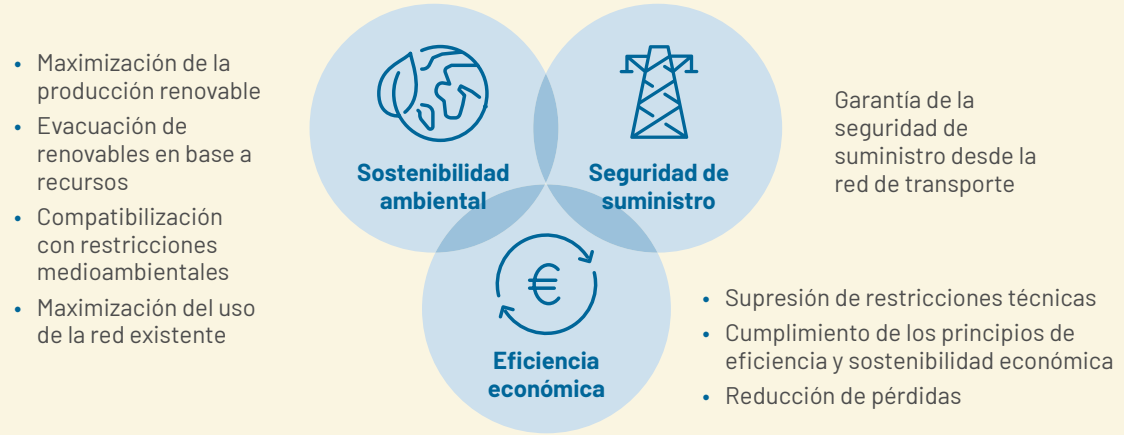
g) El cumplimiento de los principios de eficiencia económica y del principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico.

h) La maximización de la utilización de la red existente, renovando, ampliando capacidad, utilizando las nuevas tecnologías y reutilizando los usos de las instalaciones existentes.

i) La reducción de pérdidas para el transporte de energía eléctrica a los centros de consumo.

Figura 2.Principios rectores de la planificación 2021-2026

El cumplimiento de los compromisos en materia de energía y clima establecidos por el PNIEC 2021-2030 (descarbonización, eficiencia e interconexiones)



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Por tanto, la planificación 2021-2026 tiene por objeto identificar las necesidades de desarrollo de la red de transporte con varias finalidades:

- Permitir la integración masiva de nueva generación renovable al ritmo necesario para alcanzar los objetivos del PNIEC en el medio y largo plazo.
- Mantener y mejorar la seguridad de suministro del sistema eléctrico español en cumplimiento de lo establecido en la legislación de aplicación.
- Dar respuesta a las necesidades de nueva demanda que se identifiquen, incluidas las relativas a la alimentación de infraestructuras de transporte como ferrocarriles o electrificación de los puertos marítimos.
- Reducir las limitaciones técnicas estructurales de la red de transporte que hacen necesaria la programación de generación por restricciones técnicas.
- Dar respuesta a las necesidades de interconexión internacional y conexión con y entre territorios no peninsulares.

Las actuaciones para dar respuesta a las necesidades identificadas deben respetar la protección al medioambiente y, al mismo tiempo, garantizar el principio de eficiencia y sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico, respetando los límites de inversión establecidos. En relación con este último aspecto, se ha llevado a cabo un análisis coste-beneficio de las actuaciones propuestas desde el punto de vista del sistema, incluyendo en el Plan de desarrollo la alternativa óptima para atender a las necesidades identificadas. El análisis coste-beneficio aplicado está inspirado en la metodología utilizada por ENTSO-E[5] y refrendada por la Comisión Europea y, considera tanto beneficios y costes monetizables como los no monetizables mediante un conjunto de indicadores. La búsqueda de la eficiencia, entre otros aspectos, se traduce en la incorporación de soluciones de modernización y digitalización de la red existente para maximizar su uso, como alternativa previa a proponer nuevos desarrollos, y para, finalmente seleccionar el conjunto de las alternativas que proporcionen mayor valor como actuaciones planificadas.

La planificación debe ser un proceso vivo y en continua revisión, especialmente en un contexto de transición energética.

La normativa de aplicación establece los mecanismos de modificación de aspectos puntuales o adaptaciones de carácter técnico para hacer posible ajustar el plan de desarrollo de la red de transporte una vez aprobado.

Las adaptaciones de carácter técnico deben permitir la ejecución de las actuaciones planificadas especialmente en caso de detección de inviabilidades identificadas, por ejemplo, en el proceso de evaluación de impacto ambiental de los proyectos.

Las modificaciones de aspectos puntuales deben permitir ajustar el plan de desarrollo para dar respuesta a hechos imprevistos con afección a la garantía y seguridad de suministro, necesidad de alimentación de nuevos suministros desde la red de transporte, concurrencia de razones de eficiencia económica del sistema o necesidad de despliegue de instalaciones críticas para la transición energética no contempladas en el plan aprobado.

5 European Network Transmission System Operators for Electricity, la asociación de TSOs europeos.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

1.3.1. Un proceso en continua mejora. Novedades con respecto a planificaciones anteriores

La planificación 2015-2020 introdujo algunos nuevos enfoques, que la planificación 2021-2026 mantiene y refuerza:

- Consideración de una red de partida más reducida que la red planificada. Las actuaciones ya planificadas que aún no están en servicio se revisan bajo criterios objetivos para comprobar si presentan un grado de avance suficiente para su incorporación a la red de partida y ser la base o punto de inicio de los estudios de necesidades de la red de la red de transporte. El resto de actuaciones son evaluadas de nuevo aplicando los criterios y principios establecidos para el actual proceso.

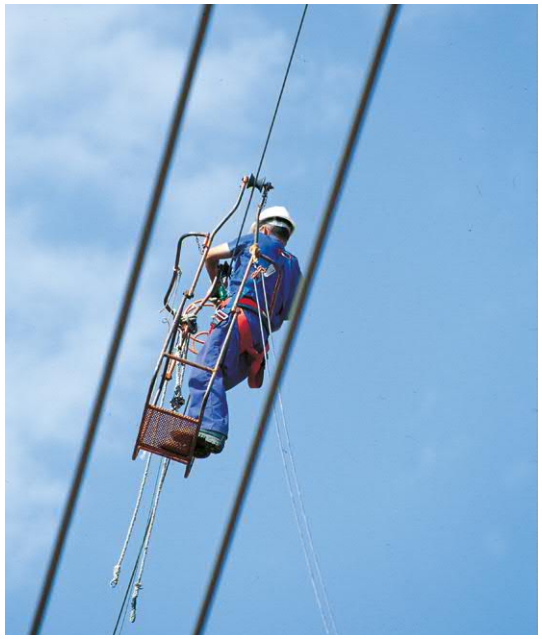
- Evaluación coste - beneficio de actuaciones con un enfoque multicriterio.

- Identificación de actuaciones que se consideran necesarias más allá del horizonte de planificación. Mientras el horizonte de planificación es de seis años, el despliegue de algunas infraestructuras de la red de transporte requiere de largos periodos de estudio y tramitación administrativa y medioambiental, de resolución de dificultades técnicas y de coordinación entre distintos agentes. Estos factores aconsejan considerar con carácter preliminar horizontes de más largo plazo. De acuerdo con la legislación del sector, la identificación de una actuación para una fecha posterior al periodo de planificación no le confiere carácter vinculante, pero permite el inicio de los trámites administrativos pertinentes siempre que no afecten directamente a bienes y derechos de terceros.

La presente planificación permite avanzar en enfoques ya introducidos en la planificación 2015-2020 e incorpora otros nuevos en aras de una mayor transparencia y objetividad.

Por otra parte, se incorporan nuevos enfoques derivados del contexto de transición energética y de la búsqueda de una mayor transparencia y objetividad:

- Estimación de la ubicación de la nueva generación renovable establecida en el PNIEC. En este proceso de planificación, el volumen tanto de solicitudes de acceso como de propuestas de los sujetos para la conexión de generación renovable supera ampliamente el valor de capacidad de generación objetivo en el horizonte 2026. La metodología desarrollada permite identificar las zonas de mayor recurso y menor impacto medioambiental para la instalación de generación renovable. El diseño de la red de transporte futura se centra en posibilitar la integración de la generación potencialmente situada en dichas ubicaciones sin, por ello, olvidar que el despliegue futuro de generación será definido por los promotores que seguirán disponiendo de la posibilidad de conexión a la red mediante la tramitación de los permisos necesarios.



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

- Análisis de las necesidades del sistema en el escenario definido para el horizonte 2026 considerando únicamente en servicio la red base del estudio o red de partida.

- Aplicación de una metodología de análisis de las propuestas remitidas por los distintos sujetos en el proceso de planificación claramente definida, y la utilización de herramientas basadas en un análisis exhaustivo de situaciones posibles en la red de transporte en todas las horas del año, frente a los análisis deterministas convencionales tradicionalmente utilizados.

- Incorporación de nuevos elementos en la red de transporte, aprovechando los últimos desarrollos tecnológicos disponibles, como respuesta a las necesidades de flexibilidad del sistema y de un mayor uso de la red existente.

- Mejora de la comunicación y difusión en las distintas fases del proceso. Se ha tratado de simplificar el documento del plan con objeto de facilitar su lectura y comprensión, especialmente para el público no técnico. Se sustituyen las tablas tradicionales por fichas de proyecto incorporando el concepto de actuación como agrupación de instalaciones con un sentido eléctrico conjunto y que responden como tal a una necesidad identificada. Por otra parte, se ha llevado a cabo un proceso de audiencia pública de la Propuesta Inicial, más allá del plazo de audiencia para las Comunidades Autónomas para remitir sus alegaciones establecido en la normativa[6]. Todo ello tiene por objeto involucrar y aumentar la participación ciudadana y de las diferentes administraciones en el proceso, para obtener un plan más consensuado y de más fácil implantación.

6 Art. 11 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

1.4. Proceso de planificación

El proceso de planificación[7] está abierto a la participación de todos los sujetos con interés en el sector eléctrico y de todas las administraciones por sus implicaciones territoriales, ambientales y sociales. Asimismo, permite la participación de cualquier entidad o persona particular que lo desee.

El proceso de planificación es un proceso regulado y abierto a la participación de la sociedad.

El proceso completo consta de las siguientes fases que se han ido cubriendo entre marzo de 2019 y marzo de 2022:

- **Fase de propuestas** (3 meses). A partir de la publicación en el BOE del inicio del proceso de planificación, que se produjo el 1 de marzo de 2019, las comunidades autónomas y los sujetos con interés en el sector elaboraron las propuestas de desarrollo de la red de transporte y las enviaron al MITERD y al Operador del Sistema, Red Eléctrica de España (REE).

- **Fase de estudios** (6 meses). A partir de la información obtenida en la fase anterior y de la información asociada a las solicitudes de acceso, Red Eléctrica de España (REE), en su calidad de Operador del Sistema, lleva a cabo los estudios técnicos pertinentes y elabora la propuesta inicial, con los criterios fijados por el MITERD.

- La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) elabora un informe con sus recomendaciones sobre las implicaciones económicas de las inversiones planeadas y su impacto en la sostenibilidad económico-financiera del sistema eléctrico, publicado el 2 de julio de 2020.

- **Fase de alegaciones.** Entre 15 de febrero y el 12 de abril de 2021 se lleva a cabo la fase de alegaciones de la Propuesta Inicial de Desarrollo de la Red de Transporte 2021-2026. Esta fase de alegaciones se lanza de forma simultánea con la consulta pública del Estudio Ambiental Estratégico. Ambas consultas (sustantiva y ambiental) se abrieron para el público general en aras de la transparencia en el proceso, sin ser un requisito impuesto por la legislación vigente.

- **Informe de la CNMC.** El MITERD remite la Propuesta Inicial de Desarrollo a la CNMC y ésta publica su informe el 7 de junio de 2021 en el que evalúa positivamente la propuesta inicial, y traslada una serie de recomendaciones.

- **Segunda fase de estudios** (2 meses). El MITERD traslada todas las consideraciones recibidas a REE así como los criterios para tratar las alegaciones, y REE elabora en base a ello la propuesta de Desarrollo de la red de transporte para el 23 de junio de 2021.

- **Fase de consolidación.** Una vez analizadas e incorporadas las alegaciones y recomendaciones tanto a la Propuesta de Desarrollo de la Red de Transporte como a su Estudio Ambiental Estratégico, y obtenida la Declaración Estratégica emitida por el área de medio ambiente del MITERD el 9 de diciembre de 2021, la Propuesta de Desarrollo de la Red de Transporte se consolida en el plan de desarrollo de la red de transporte.

- **Fase de aprobación.** Finalmente, el Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de energía eléctrica 2021-2026 se traslada al Consejo de Ministros para su remisión para ser sometido al Congreso de los Diputados con carácter previo a su aprobación por el Gobierno.

7 Más información sobre el proceso en https://www.ree.es/es/actividades/planificacion-electrica.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

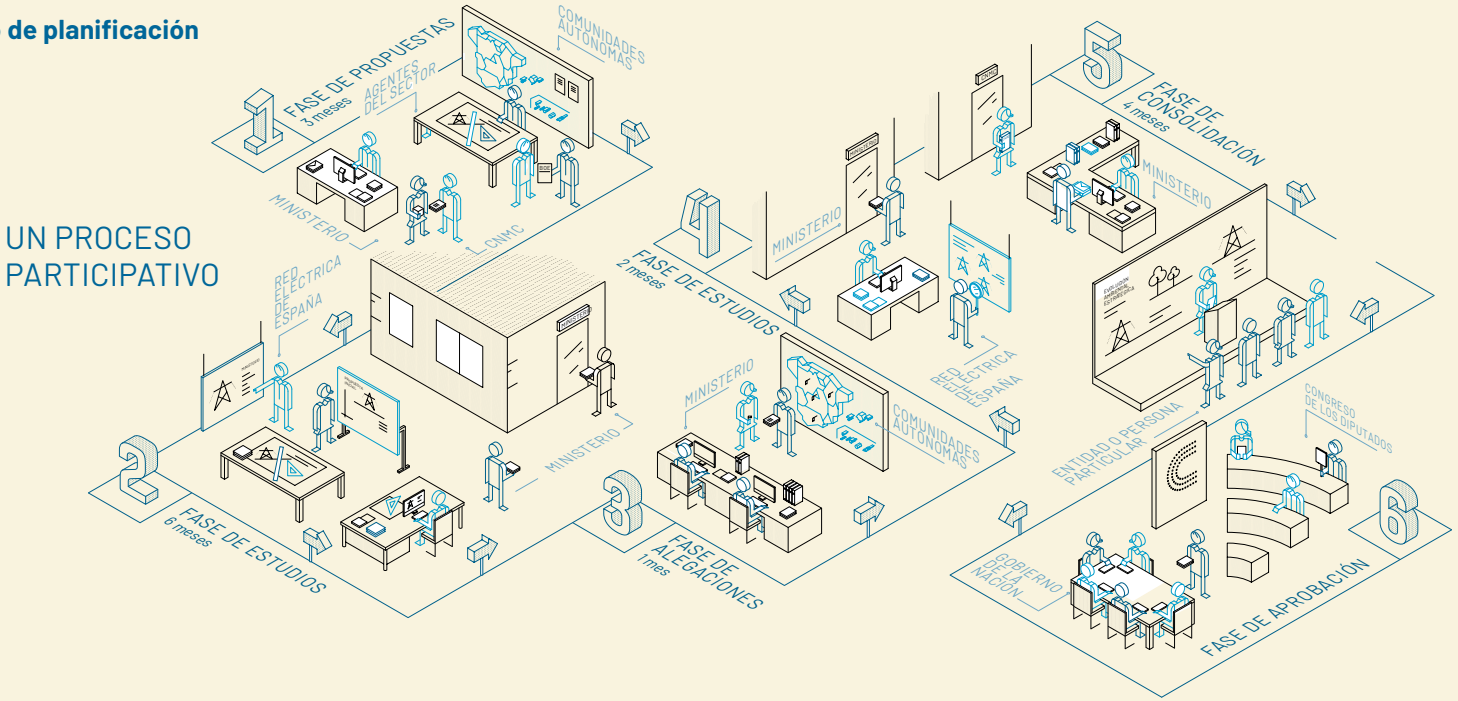
La Evaluación Ambiental Estratégica (EAE) es un proceso paralelo regulado en la Ley 21/2013 de 9 de diciembre de evaluación ambiental. El proceso se inició en agosto de 2020 con la solicitud de inicio y envío del documento estratégico y el borrador del plan.

En noviembre de 2020 la Secretaria de Estado de Medioambiente del MITERD publica el documento de alcance de la Evaluación Ambiental Estratégica donde se fijan los condicionantes del Estudio Ambiental Estratégico de la planificación, así como la definición de sus alternativas. Este documento incluye recomendaciones recibidas por distintos agentes en la fase de consultas previas celebrada entre el 7 de agosto y el 7 de octubre de 2020.

A partir de este momento, la Secretaría de Estado de Energía del MITERD, como órgano promotor, elabora el Estudio Ambiental Estratégico que define y analiza diferentes alternativas macro del plan en su globalidad, conforme a la filosofía y criterios establecidos en el documento de alcance. La evaluación concreta de las actuaciones particulares está fuera del ámbito de este estudio ya que se aborda en la Declaración de Impacto Ambiental durante la fase de tramitación.

El Estudio Ambiental Estratégico, junto con la versión del plan, se someten a información pública por un periodo mínimo de 45 días hábiles entre 15 de febrero y el 21 de abril de 2021, y tras el análisis de las alegaciones se elabora el expediente completo del plan. Tras el análisis técnico del expediente completo del plan, la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental del MITERD firma la Declaración Ambiental Estratégica de la planificación eléctrica, el 9 de diciembre de 2021.

Figura 3. Proceso de planificación



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

1.4.1. Fase de propuestas

Durante la fase de propuestas se han recibido un total de 1.335 propuestas de 177 sujetos. De éstas, 1.207 propuestas han sido evaluadas satisfactoriamente en relación con los requisitos de aportación de información requeridos en la Orden TEC/212/2019 de inicio de la Planificación. En las siguientes figuras se resume la naturaleza de las propuestas recibidas, su distribución por comunidades autónomas (CCAA), por el tipo de sujeto que las ha remitido y por su motivación (acceso de generación renovable, apoyo a distribución...).

El volumen de propuestas recibidas y su tipología ponen de manifiesto el gran interés suscitado por el proceso de planificación 2021-2026 en el contexto de transición energética. Como se deriva de las figuras anteriores, una gran parte de las propuestas han sido presentadas por promotores de generación renovable o están ligadas a la implantación de nuevas instalaciones recogidas en el PNIEC como sistemas de almacenamiento (bombeos y baterías) y nuevos puntos de alimentación a ejes ferroviarios y electrificación de los puertos marítimos. Dentro de la información requerida por la orden de inicio de la planificación, REE, en calidad de transportista, presentó propuestas de renovación y mejora de la red existente, su previsión de puesta en servicio de las actuaciones incluidas en la planificación 2015 -2020 que se encuentran en construcción o tramitación, así como la identificación de aquellas cuyo despliegue ha sido inviable para que, en caso de mantenerse su necesidad, sean evaluadas posibles alternativas. Cada una de las propuestas ha sido tomada en consideración en la fase de estudios y, en función de su naturaleza, ha sido objeto de un proceso de análisis y decisión guiado por el MITERD que se detalla en la descripción de la metodología.

La fase de propuestas ha puesto de manifiesto un enorme interés en este ejercicio de planificación enmarcado en la Transición Energética.

Figura 4. Distribución de las propuestas recibidas por CCAA

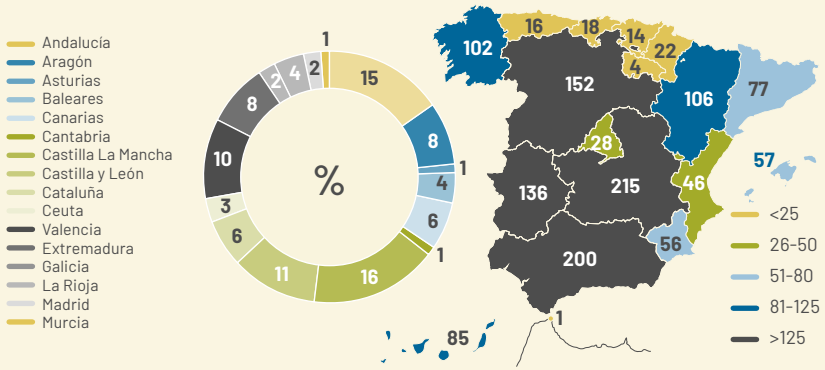
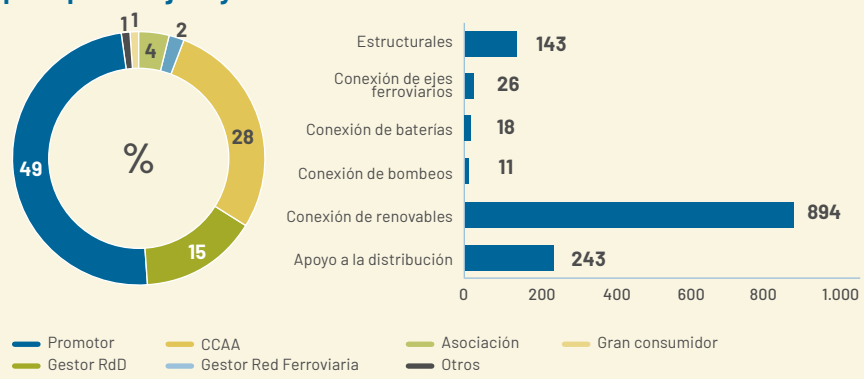


Figura 5. Distribución de las propuestas recibidas por tipo de sujeto y motivación



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

2

Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)

2.1. Demanda

2.2. Generación

2.2.1. Estimación de la ubicación de la generación renovable para el escenario previsto en 2026

Introducción

Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)

Metodología de análisis

Resultados

Anexos

I: Red de partida

II: Nuevas actuaciones

III: Anexos técnicos

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 establece la hoja de ruta del sistema energético nacional diseñada en coherencia con el objetivo de alcanzar la neutralidad de emisiones en 2050 desde un punto de vista de coste eficiente para alcanzar los siguientes resultados en 2030:

- 23 % de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.
- 42 % de energías renovables sobre el consumo total de energía final.
- 39,5 % de mejora de la eficiencia energética.
- 74 % de energías renovables en la generación eléctrica.

El PNIEC como marco de la planificación energética indicativa establece tanto previsiones como proyecciones de los distintos sectores de actividad en términos de energía. En particular para el sistema eléctrico el escenario objetivo del PNIEC prevé tanto la evolución del parque de generación en la totalidad del territorio español como la demanda eléctrica final para el periodo 2021-2030.

El PNIEC también establece como objetivo el desarrollo de las interconexiones como vía para la consecución de un mercado único europeo en el que el sistema eléctrico peninsular español alcance un nivel de integración acorde con los objetivos fijados en el ámbito de la Unión Europea. Para hacer posible este objetivo, la planificación de la red de transporte considera estos proyectos con objeto de identificar potenciales necesidades de refuerzo interno de la red que pudieran limitar la capacidad comercial

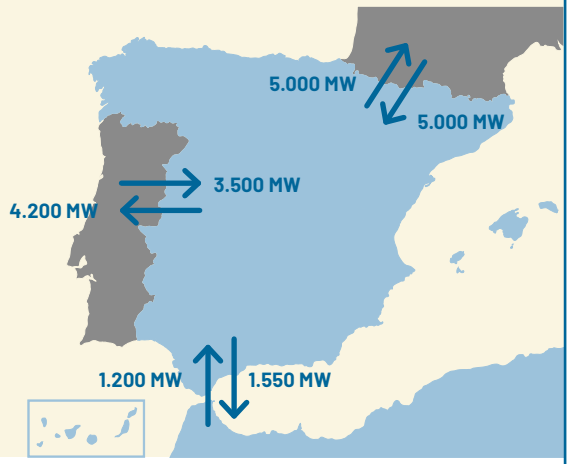
El escenario de estudio queda establecido por la planificación indicativa recogida en el PNIEC 2021-2030.

de intercambio y, en consecuencia, el uso eficiente de las interconexiones previstas. Por lo tanto, en el escenario 2026 se consideran los siguientes proyectos de interconexión ya previstos en la planificación 2015-2020:

- Interconexión Norte con Portugal, con puesta en servicio prevista en 2023-2024.
- Interconexión Golfo de Vizcaya con Francia, con puesta en servicio en 2026-2027.

Ambos proyectos se incluyen y evalúan en la planificación europea "Ten Year Network Development Plan 2020[8]". Adicionalmente, por su papel clave en la consecución de la política

Figura 6. Capacidad de intercambio para el horizonte 2026



energética europea, son clasificados como Proyectos de Interés Común por la Comisión Europea (etiqueta refrendada formalmente por última vez en la cuarta lista publicada en octubre de 2019)[9].

Así mismo se ha considerado en el escenario de estudio el refuerzo de la interconexión con Marruecos que permite cumplir el acuerdo con el Reino de Marruecos para el desarrollo de una tercera interconexión eléctrica y una estrategia de colaboración en el ámbito de la energía antes de 2026 establecido en febrero de 2019[10].

8 https://tyndp.entsoe.eu/documents.
9 https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/c_2019_7772_1_annex.pdf. La quinta lista publicada el 19 de noviembre de 2021 por la Comisión Europea, en la que se encuentran incluidos igualmente estos proyectos, se someterá a aprobación a lo largo de 2022.
10 https://www.lamoncloa.gob.es/serviciosdeprensa/notasprensa/ecologica/Paginas/2019/140219-energiamarruecos.aspx.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

2.1. Demanda

Al igual que en el resto de las variables establecidas en la planificación indicativa, el escenario de demanda utilizado en el proceso de elaboración de la planificación de la red de transporte con horizonte 2026, debe ser el derivado del escenario objetivo recogido en el PNIEC.

La demanda del sistema eléctrico está fuertemente ligada a la evolución de la economía por lo que su previsión está sujeta a la incertidumbre de las previsiones macroeconómicas a largo plazo. Por este motivo se han realizado proyecciones de demanda eléctrica adicionales para dos escenarios de evolución del PIB.

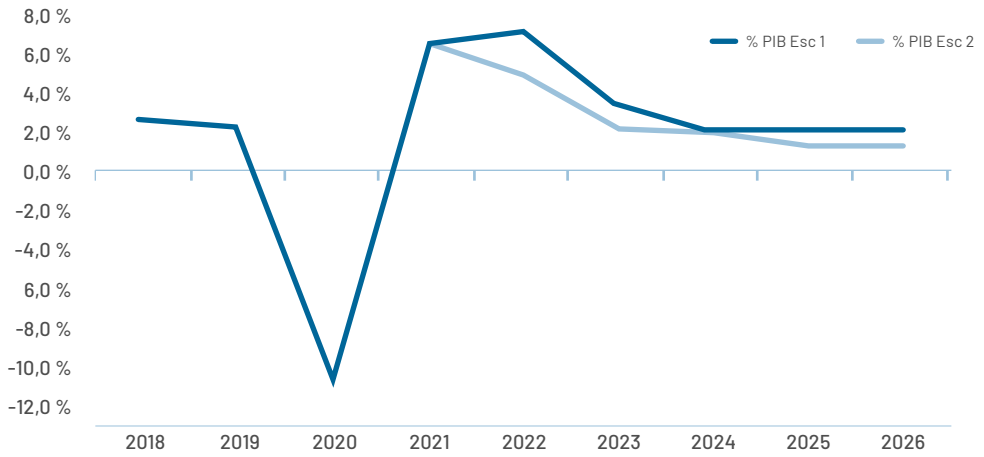
En la figura anterior se representan dos posibles escenarios de evolución del PIB a largo plazo: el Escenario 1 considera una caída significativa del PIB en el año 2020 con una recuperación moderada a partir del año 2021. El Escenario 2 está basado en la evolución del PIB prevista en la "Actualización del programa de estabilidad 2021" de abril de 2021. En este particular, debe ser resaltada la elevada incertidumbre en la evolución prevista de la economía hacia el horizonte 2026.

Con estas estimaciones, el crecimiento medio previsto del PIB en el periodo 2020-2026 se situaría entre el 1,1 % y el 1,8 % según el escenario considerado.

El crecimiento de demanda a 2026 es limitado. Aunque no sea el motor de la planificación 2026 la seguridad de suministro es un principio rector y un elemento básico de la política energética y la planificación debe contribuir a garantizarla.

Figura 7. Escenarios de evolución de la variación anual del PIB (%)

Año	Escenario 1	Escenario 2
2018	2,4 %	2,4 %
2019	2,2 %	2,2 %
2020	-10,8 %	-10,8 %
2021	6,5 %	6,5 %
2022	4,9 %	7,0 %
2023	2,1 %	3,5 %
2024	1,9 %	2,1 %
2023	1,4 %	2,1 %
2026	1,5 %	2,1 %
2020-2026	**1,1 %**	**1,8 %**



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

A continuación, se muestra la evolución de la demanda en barras de central a nivel nacional en los escenarios de PIB planteados comparada con el escenario derivado del PNIEC utilizado para esta planificación. Como puede apreciarse en la figura, el valor de la demanda eléctrica nacional obtenida utilizando la senda definida en el PNIEC se sitúa en un el horizonte 2026 en un valor ligeramente superior a los resultantes de los dos escenarios de evolución de PIB antes descritos.

La planificación indicativa (PNIEC) establece en su escenario objetivo la proyección de demanda eléctrica que sirve de base para fijar el valor de demanda a considerar en el escenario de estudio para la elaboración de la planificación de la red de transporte.

Estas previsiones de demanda a medio y largo plazo se han realizado mediante un modelo que no se basa exclusivamente en métodos econométricos, incorporando también los usos finales previstos de la electricidad. Las variables de entrada del modelo utilizado para realizar la previsión son el crecimiento económico, su división por sectores, los precios de la energía y las variables de stock.

Figura 8. Escenarios de evolución de demanda (en barras de central). Nacional (TWh)

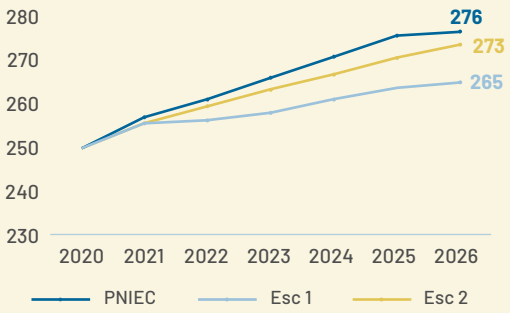


Figura 9. Proceso de obtención de la demanda horaria a nivel de subestación

Con objeto de analizar las necesidades de refuerzo de la red de transporte en el horizonte 2026, es necesario desglosar los valores de demanda agregados correspondientes a las hipótesis recogidas en el escenario objetivo en los nudos de la red base de estudio. Para establecer los valores horarios de demanda, así como su desglose por nudos de la red, se utilizan diversos modelos de previsión y la información aportada por los sujetos del sistema.

El punto de partida del proceso son los valores de demanda eléctrica anual en barras de central (b.c.) del sistema eléctrico nacional previstos en el PNIEC en los escenarios Objetivo 2025 y 2030. Mediante una interpolación lineal entre ambos años se establece el valor a 2026.

El valor de la demanda peninsular y de los territorios no peninsulares anual en b.c. se obtiene aplicando sobre el valor nacional los pesos por Comunidad Autónoma que resultan de un modelo de previsión anual a nivel regional.

Posteriormente, y para cada uno de los sistemas eléctricos nacionales, se hace la previsión de potencia media horaria en b.c. para las 8.760 horas del año, para lo cual se utiliza un modelo que proyecta la curva de carga para el escenario considerado, teniendo en cuenta la previsión de demanda anual por sistema en b.c.

A continuación, a partir de la curva de carga prevista se determinan los valores extremos (punta y valle) para el periodo de análisis de cada sistema eléctrico.

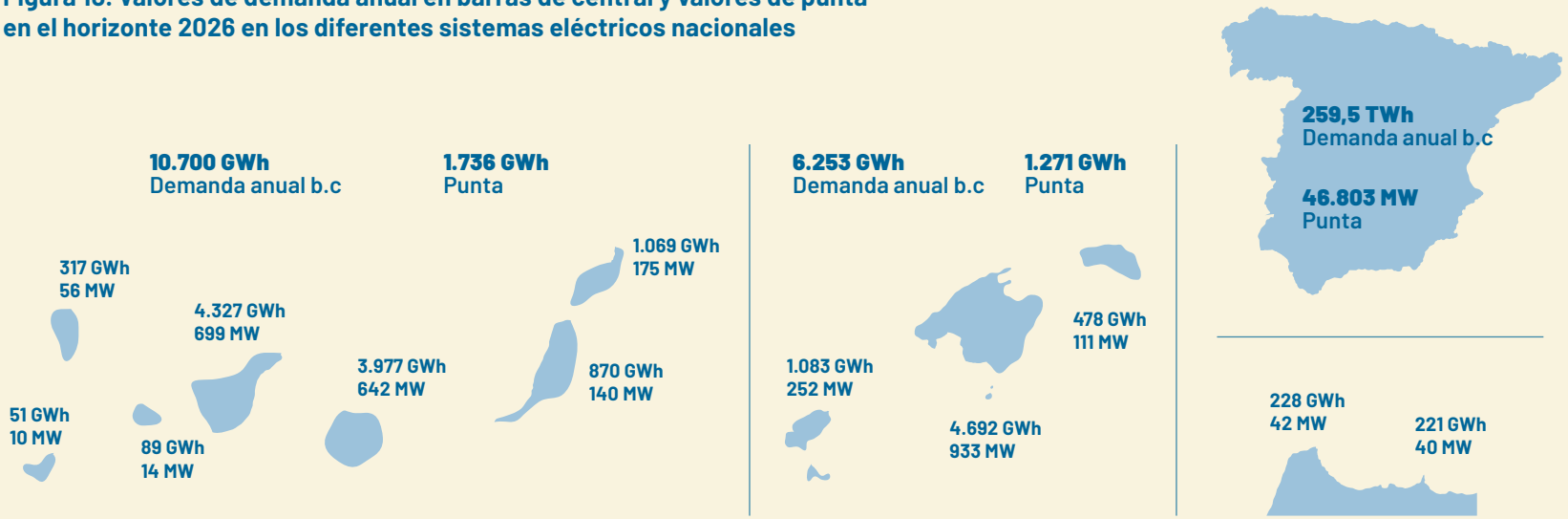
Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

El paso final consiste en repartir la demanda a nivel de nudo. Para ello, se obtiene el valor de demanda nodal (400 kV, 220 kV y 132/110 kV en el sistema peninsular y 132 kV y 66 kV en los TNP) partiendo de la previsión de demanda horaria en b.c. por Comunidad Autónoma, considerando las pérdidas, y aplicando posteriormente un incremento del 2 % para tener en cuenta el paso de punta de potencia media horaria a instantánea. En este paso se tiene en cuenta la información aportada por los sujetos del sistema -de modo muy particular por los distribuidores- en el proceso de planificación (pesos nodales por comunidad autónoma).

Dado que el PNIEC no especificaba un objetivo de autoconsumo y la aprobación de la Hoja de Ruta del Autoconsumo se publicó en diciembre de 2021, en los estudios para determinar el desarrollo de la red de transporte 2021-2026 -realizados en 2019- no se ha considerado diferenciación de la demanda autoconsumida.

Aplicando la metodología descrita, se ha previsto para el sistema eléctrico peninsular Español (SEPE) una previsión de la demanda eléctrica anual en b.c. de 259,5 TWh en el año 2026 (crecimiento acumulado del 2,4 % respecto al 2018) y de la demanda punta de 46.803 MW (crecimiento del 15 % respecto a la demanda punta de 2018). La figura 10 muestra también las previsiones correspondientes a los territorios no peninsulares (TNP).

Figura 10. Valores de demanda anual en barras de central y valores de punta en el horizonte 2026 en los diferentes sistemas eléctricos nacionales



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

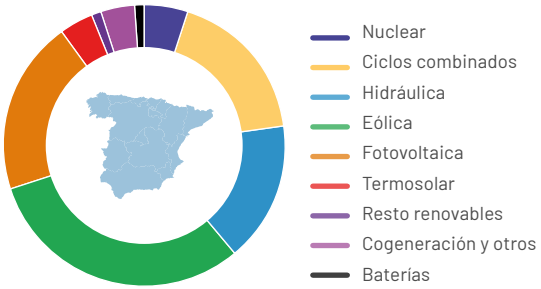
2.2. Generación

Para establecer el valor de potencia instalada de generación por tipo de tecnología en el escenario 2026, con carácter general, se han interpolado linealmente los datos fijados en el PNIEC en los escenarios Objetivo 2025 y 2030. Se han establecido como excepción a esta consideración, los valores correspondientes a la generación de carbón y generación nuclear. Así, si bien el PNIEC establece unos valores de 2.165 MW en 2025 y 0 MW en 2030 para la generación de carbón, con objeto de adecuar la red de transporte para que el cierre de las centrales de carbón no suponga ningún problema para la seguridad de suministro e identificar potenciales necesidades ocasionadas por este cierre se ha considerado la baja en el horizonte 2026 de todos los grupos de carbón existentes actualmente. Por otro lado, se considera que la baja de las centrales nucleares actuales se producirá con posterioridad al año 2026, por lo que en el escenario de estudio de generación incluye la capacidad actualmente en servicio.

El cambio en las tecnologías de generación hacia una generación fundamentalmente renovable es el principal motor de desarrollo de la red de transporte en el horizonte 2026.

Figura 11. Potencia instalada por tecnologías en el escenario de estudio 2026. Península

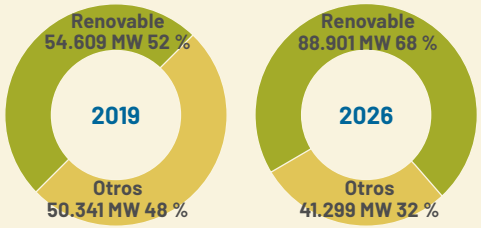
Tipo de tecnología	MW	%
Nuclear	7.117	5 %
Carbón	0	0 %
Ciclo combinado	24.560	19 %
Hidráulica	21.260	16 %
Eólica	41.051	32 %
Solar fotovoltaica	24.532	19 %
Termosolar	5.300	4 %
Resto RES	1.220	1 %
Cogeneración y otros	4.660	4 %
Baterías	500	0,4 %
TOTAL	**130.200**	**100 %**



La potencia instalada de origen renovable considerada en el sistema peninsular es de 88.901 MW, es decir un 68 % del total. La potencia instalada de tecnologías sin emisiones, es decir, renovables y energía nuclear, es de 96.018 MW, que representa un 74 % del total.

La potencia instalada sin emisiones representará en 2026 un 74 % del total y la de origen renovable no hidráulica un 56 % del total.

Figura 12. Potencia de generación renovable en 2019 (izda.) y en el escenario de estudio 2026 (dcha.)

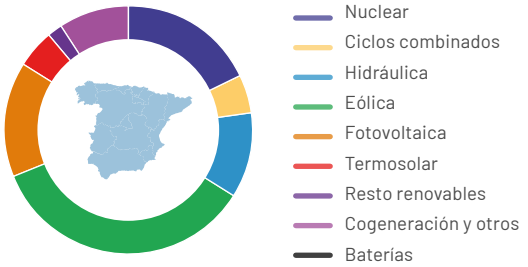


Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Figura 13. Balance de generación por tecnologías en el escenario de estudio 2026. Península

Tipo de tecnología	GWh	%
Nuclear	49 839	18 %
Carbón	0	0 %
Ciclo combinado	14 634	5 %
Hidráulica[11]	29 186	11 %
Eólica	96 671	35 %
Solar fotovoltaica	41 995	15 %
Termosolar	13 022	5 %
Resto RES	5 839	2 %
Cogeneración y otros	23 491	9 %
Producción total	**274 677**	**100 %**

Producción eléctrica	**274 677**	**GWh**
Saldo ES-FR	-1 110	
Saldo ES-PT:	665	
Saldo ES-MAR:	11 285	
Saldo Península-Baleares	4 060	
Saldo Península-Ceuta	228	
Demanda b.c peninsular	**259 549**	**GWh**



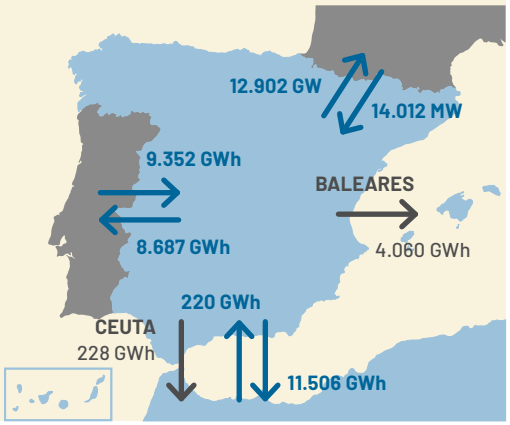
Nota: con objeto de determinar las necesidades de refuerzos internos, en el escenario de estudio del sistema peninsular se consideran los saldos de intercambio resultantes tras los refuerzos incluidos en el plan de desarrollo de las distintas interconexiones.

11 Valor neto.

El balance de generación resultante para 2026 se obtiene no de la interpolación de los valores del PNIEC sino de simulaciones de mercado específicas del escenario de estudio. Los resultados muestran una producción a 2026 con un 86 % de producción sin emisiones.

España resulta un país netamente exportador a 2026 con un valor neto de exportaciones internacionales de 10,8 TWh.

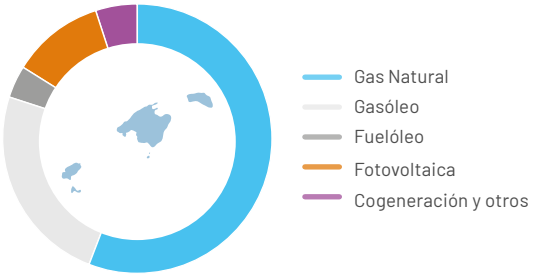
Figura 14. Intercambios internacionales y con sistemas no peninsulares 2026. Baleares



En el sistema balear, se alcanza en el escenario de estudio -que no contempla un refuerzo del enlace con la Península- un balance de generación a 2026 predominantemente térmico. El actual enlace con la Península permitiría cubrir sólo un 29 % de la demanda del sistema balear con energía procedente de la Península.

Figura 15. Potencia instalada por tecnologías en el escenario de estudio 2026. Baleares

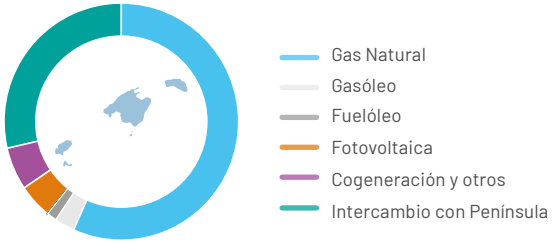
Tipo de tecnología	MW	%
Gas Natural	977	56 %
Gasóleo	417	24 %
Fuelóleo	70	4 %
Eólica	3	0 %
Solar fotovoltaica	201	11 %
Cogeneración y otros	80	5 %
Total	**1.748**	**100 %**



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Figura 16. Balance de generación por tecnologías en el escenario de estudio 2026. Baleares

Tipo de tecnología	GWh	%
Gas Natural	3.545	54 %
Gasóleo	175	3 %
Fuelóleo	87	1 %
Eólica	4	0 %
Solar fotovoltaica	304	5 %
Cogeneración y otros	350	6 %
Intercambio con Península	1.788	31 %
Total	**6.253**	**100 %**



En el escenario de estudio a 2026 en Canarias, la isla de Gran Canaria cuenta con más generación instalada de origen renovable que térmica. En los sistemas de Tenerife-La Gomera y de Fuerteventura-Lanzarote se alcanza una distribución de potencia instalada paritaria, o prácticamente, entre generación térmica y renovable, mientras que La Palma es predominantemente térmico.

En el balance de generación derivado del escenario de estudio en Canarias se observa que la producción con Gasóleo-Fuelóleo es predominante (ciclos combinados, motores diésel, turbinas de vapor y turbinas de gas).

Figura 17. Potencia instalada por tecnologías en el escenario de estudio 2026. Canarias

Tipo de tecnología	MW Tenerife -La Gomera	MW Gran Canaria	MW Fuerteventura -Lanzarote	MW La Palma	MW Total Canarias	%
Gasóleo-Fuelóleo	776	679	398	96	1.949	50 %
Eólica	601	680	190	10	1.481	38 %
Solar fotovoltaica	164	180	105	4	453	12 %
TOTAL	1.541	1.539	693	110	3.883	100 %

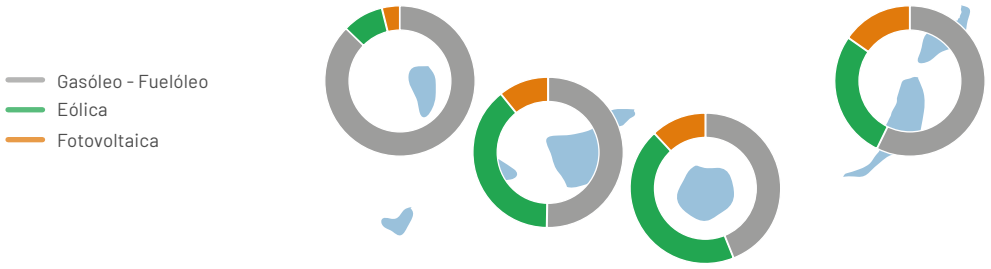
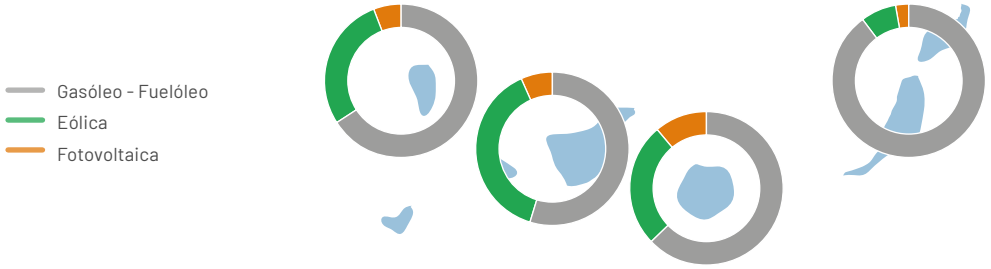


Figura 18. Balance de generación por tecnologías en el escenario de estudio 2026. Canarias

Tipo de tecnología	GWh Tenerife -La Gomera	GWh Gran Canaria	GWh Fuerteventura -Lanzarote	GWh La Palma	GWh Total	%
Gasóleo-Fuelóleo	2.919	2.186	1.220	285	6.610	62 %
Eólica	1.243	1.527	506	24	3.300	31 %
Solar fotovoltaica	257	264	213	8	742	7 %
Total	4.419	3.977	1.939	317	10.652[12]	100 %



12 La diferencia entre este balance total y la demanda reflejada para Canarias en la Figura 10 corresponde a la isla de El Hierro, en la que al no disponer de red de transporte no se realizan estudios en el ámbito de la planificación de la red de transporte.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Más allá de los balances de generación mostrados anteriormente, el sistema eléctrico ha de ser técnicamente operable, es decir, capaz de mantener los parámetros de frecuencia y tensión en situaciones normales y ante contingencias severas y amortiguar fenómenos oscilatorios tanto locales como globales.

Sin embargo, la operabilidad del sistema eléctrico en el horizonte de 2026 vendrá esencialmente garantizada por el funcionamiento, de un determinado número de generadores, en ocasiones al mínimo técnico, que permitan mantener el correcto funcionamiento del sistema (esto es lo que se conoce como "Must Run" que en su traducción estricta es generación que "debe funcionar" por requerimiento del sistema). En algunas ocasiones podrán ser generadores síncronos de tecnología hidráulica y termosolar mientras que, en casos de insuficiente recurso hidráulico o solar, estas prestaciones las proporcionarán generadores de ciclo combinado de gas natural. El Operador del Sistema realizará, con carácter periódico, análisis de operabilidad para identificar las necesidades y características de posibles nuevos servicios que permitan garantizar dicha operabilidad segura.

Otro aspecto relevante es el asegurar la cobertura de la demanda, garantizando el necesario equilibrio entre generación y demanda en todo momento, para lo que el Operador del Sistema ha realizado los análisis pertinentes sobre el escenario Objetivo 2030 que se incluyen como Anexo D.2 en el propio PNIEC. Por otra parte, la cobertura de la demanda se analiza anualmente en el marco de ENTSO-E en los análisis de cobertura a medio-plazo "Mid-term Adequacy Forecast" (MAF)[13] hasta el año 2020 y, a partir de 2021 en el ejercicio "European Resource Adequacy Assessment" (ERAA). En 2021 el análisis publicado[14] para el escenario National Estimates TY2025, en el cual se han considerado las hipótesis de los escenario objetivo 2025, que recogen los Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima de los países , evidenciando en el ejercicio realizado en 2021 no presenta riesgos apreciables para la cobertura de la demanda en España.

En los sistemas no peninsulares dicha cobertura se analiza en el Informe Anual de cobertura de los sistemas de territorios no peninsulares mencionado en el artículo 44 del RD 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares. En el informe realizado por el Operador del Sistema en enero del año 2021 siguiendo la metodología establecida en dicho real decreto señala las necesidades de generación adicional a la generación base en cada uno de los sistemas eléctricos no peninsulares en los años 2022-2026 asegurándose, de manera general, la cobertura de la demanda con la generación considerada en este escenario 2026 de Planificación. No obstante, hay ciertas excepciones en los siguientes escenarios en las que hay necesidades de potencia adicional:

- Sistema eléctrico de Tenerife. Se requieren hasta 93 MW de generación adicional incluso considerando aquellas instalaciones que hayan finalizado su vida útil regulatoria en 2026.
- Sistema eléctrico de La Gomera. Se requerirían hasta 3,5 MW de generación adicional incluso considerando aquellas instalaciones que hayan finalizado su vida útil regulatoria en 2026.
- Sistema eléctrico de Lanzarote. Se requerirían hasta unos 8 MW de generación adicional incluso considerando aquellas instalaciones que hayan finalizado su vida útil regulatoria en 2026.

13 https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/.
14 https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

2.2.1. Estimación de la ubicación de la generación renovable para el escenario previsto en 2026

Con objeto de analizar el desarrollo de la red de transporte que se requiere para integrar la cuantía de renovables recogida en el PNIEC, es necesario establecer una hipótesis de la ubicación de las futuras instalaciones de generación renovables -fundamentalmente instalaciones de generación eólica y fotovoltaica-.

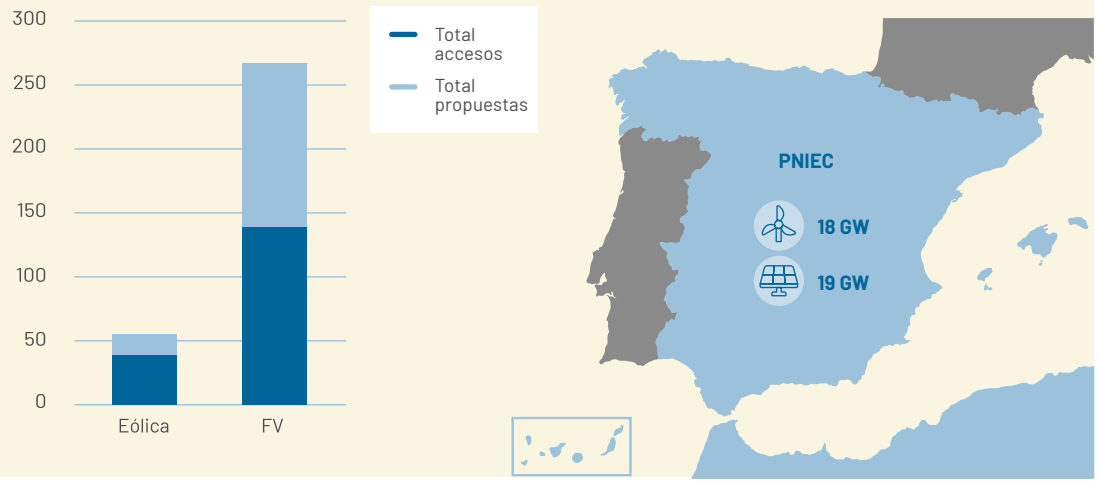
En el actual proceso de planificación, a diferencia los anteriores, el cambio en el parque de generación necesario para la transición energética se está produciendo con gran rapidez y las solicitudes de acceso a la red, en particular las de generación eólica y fotovoltaica, superan en gran medida los valores correspondientes al horizonte 2026 coherentes con el escenario objetivo del PNIEC.

Así, en el caso de instalaciones futuras de generación fotovoltaica y eólica en la Península, las expectativas de los promotores de nueva generación que se reflejan tanto en el volumen de solicitudes de acceso como de las propuestas remitidas en la fase habilitada para ello en el proceso de elaboración de la planificación ya superaban ampliamente los valores de instalación de renovables del escenario objetivo del PNIEC para el horizonte de estudio 2026 e incluso para el horizonte a 2030. En concreto, estas expectativas reflejadas en las solicitudes de acceso a 31 de agosto de 2019 superaban ya en más de tres veces la nueva potencia a instalar a 2026 en el caso de la eólica y en más de trece veces en el caso de la fotovoltaica.

Por lo tanto, se hace imprescindible estimar un despliegue de estas instalaciones de generación en la Península coherente con el parque de generación correspondiente al año 2026. En el caso de la generación hidráulica y generación renovable en los sistemas no peninsulares se mantiene una cierta coherencia entre la información de las solicitudes de acceso a la red de transporte y el escenario objetivo del PNIEC por lo que será posible utilizarlas como referencia.

Para la determinación de las necesidades de desarrollo futuro de la red de transporte se requiere establecer un escenario de estudio probable de conexión de generación renovable.

Figura 19. Expectativas (GW) de generación renovable eólica y fotovoltaica (31 de agosto 2019) vs escenario Objetivo del PNIEC. correspondiente a 2026



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

RESUMEN DE LA METODOLOGÍA PARA LA ESTIMACIÓN DE LA UBICACIÓN DE LA FUTURA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA Y EÓLICA EN LA PENÍNSULA

Esta metodología se inspira en los principios rectores de maximización de la producción renovable, evacuación de las renovables en base a recursos, compatibilización con restricciones medioambientales, maximización del uso de la red existente y cumplimiento de los principios de eficiencia y sostenibilidad económica.

Por lo tanto, su objetivo es estimar las ubicaciones más favorables para el despliegue de la generación solicitada en función de la viabilidad medioambiental y su eficiencia en términos de recurso hasta alcanzar los valores establecidos por el PNIEC en el año 2026. De esta forma, los desarrollos de red necesarios resultado de los estudios favorecerán la evacuación de generación renovable futura en las ubicaciones de generación renovable más acordes a los principios rectores de esta planificación.

Estimación de la ubicación para

≈ 19.000 MW
Fotovoltaica

≈ 18.000 MW
Eólica

La metodología establecida consta de los cuatro pasos que se detallan a continuación:

- Análisis y obtención de la distribución geográfica del recurso.
- Análisis y obtención de la distribución geográfica de la facilidad/dificultad de llevar a cabo la tramitación considerando la ausencia de restricciones y condicionantes medioambientales para la implantación de plantas fotovoltaicas o eólicas.
- Análisis y obtención de la distribución geográfica de la probabilidad de éxito de la construcción de plantas fotovoltaicas o eólicas a partir de las distribuciones de recurso, eficiencia de la producción y facilidad de tramitación.
- Asignación por nudo de la nueva potencia renovable en el escenario de estudio del año 2026: estimación de las mejores ubicaciones solicitadas (solicitudes de acceso a la red de transporte tanto las otorgadas como las denegadas y propuestas al proceso de planificación) en función de la probabilidad de éxito y ponderadas con el peso de las intenciones de los promotores en cada comunidad autónoma.

Es importante señalar que la estimación de ubicación resultado no limita el acceso a la red en nudos en los que no se identifica generación en el escenario estimado o por valores superiores a los valores identificados en un nudo, siempre que exista capacidad donde se solicite el acceso. Esta estimación refleja la probabilidad de dificultades de tramitación para proyectos con ubicación prevista en zonas con mayor restricción ambiental o el menor interés esperable en localizaciones con menor recurso.

Dado que las expectativas de desarrollo de generación renovable en la Península superan ampliamente los valores de instalación establecidos en el PNIEC, se requiere estimar la ubicación con mayor probabilidad de éxito y alineada con los principios rectores de la planificación 2026 para la generación renovable.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

En cualquier caso, de producirse su instalación podrían ser objeto de limitaciones a la producción en tiempo real por problemas de evacuación más recurrentes y de mayor volumen que las situadas en ubicaciones consideradas más favorables, y estimadas a utilizar para definir el desarrollo futuro la red de transporte. No obstante, futuras planificaciones o modificaciones de ésta podrían adaptar la red de transporte para favorecer la integración de estas instalaciones una vez se pongan en servicio y según los principios rectores de aplicación.

ANÁLISIS Y OBTENCIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA DEL RECURSO

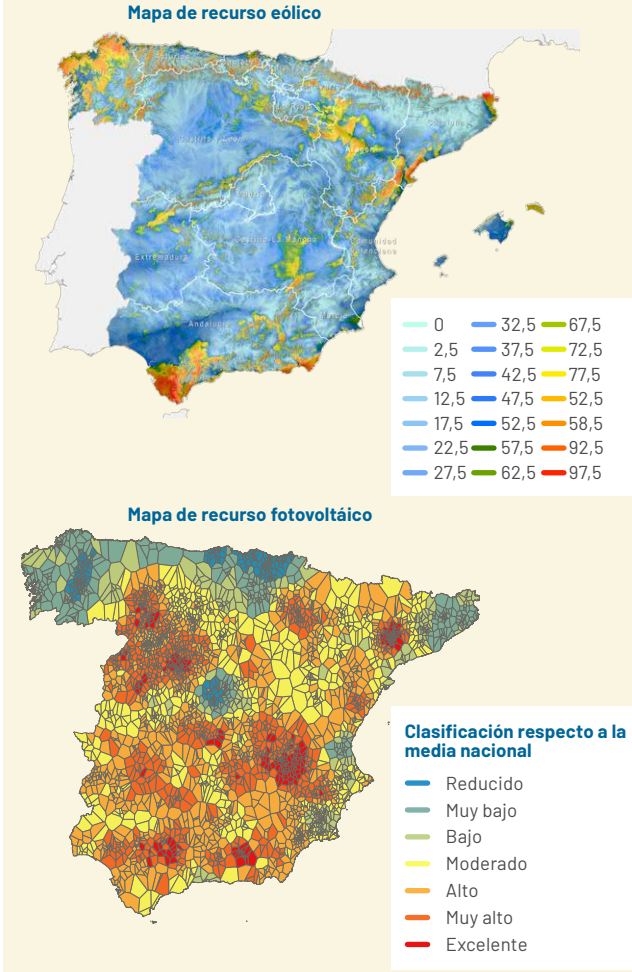
El objeto de la elaboración de esta primera distribución geográfica es clasificar el territorio peninsular en zonas geográficas según resulte más o menos eficiente implantar una instalación fotovoltaica o eólica por disponer de mayor recurso primario y porque se dan los condicionantes locales (temperatura, no contaminación, etc.) que permiten aprovecharlo de forma más eficiente.

Para la generación fotovoltaica, se han utilizado las series históricas de producción real de los generadores fotovoltaicos actualmente en servicio que están a disposición del Operador del Sistema como una medida fiable y conjunta del recurso –insolación junto con la afección a la eficiencia de producción de otros condicionantes locales de temperatura real, contaminación, polvo en suspensión, etc. -. Para ello se ha considerado la tipología de las instalaciones fotovoltaicas para las cuales se dispone de series históricas, debido a que, de manera general, aquellas instaladas en cubierta presentan menor producción a igualdad de potencia instalada que las implementadas sobre suelo.

Por otra parte, el recurso eólico se encuentra concentrado en determinadas zonas de producción y no distribuido a lo largo del territorio. En este caso, el análisis se ha realizado partiendo de los datos de IDAE (Estudio del recurso eólico y elaboración del Atlas Eólico de España) de identificación de recurso eólico en el territorio nacional y metodología basada en las cuencas donde existe recurso eólico y su grado de explotación. En ambos casos se ha elegido, el número anual de horas equivalentes de producción, con el fin de utilizar un indicador independiente del tamaño de la instalación y normalizado. Una vez obtenido este indicador se ha procedido a su análisis geo-estadístico enfocado al estudio de la dispersión geográfica del recurso a lo largo del territorio peninsular.

Los mapas de recurso caracterizan el territorio sobre la base de su capacidad de producción eólica o solar fotovoltaica.

Figura 20. Mapas de recurso eólico (arriba) y fotovoltaico (abajo). Fuente IDAE y REE



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

IMPLANTACIÓN. RESTRICCIONES Y CONDICIONANTES MEDIOAMBIENTALES DEL TERRENO

La metodología parte del estudio "Zonificación ambiental para la implantación de energías renovables: eólica y fotovoltaica." elaborado por la Secretaría de Estado de Medioambiente del Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico (MITERD), que se concibe como una herramienta que ayude y complemente los elementos de juicio empleados en los procesos de decisión sobre la ubicación de estas infraestructuras energéticas, que son precisamente de una tipología que implica un importante uso de territorio[15].

Este estudio pretende garantizar la aplicación de los principios de precaución y acción cautelar, así como el de acción preventiva de los impactos sobre el medio ambiente considerando como más probables también aquellas ubicaciones de generación en lugares no vulnerables al impacto del cambio climático

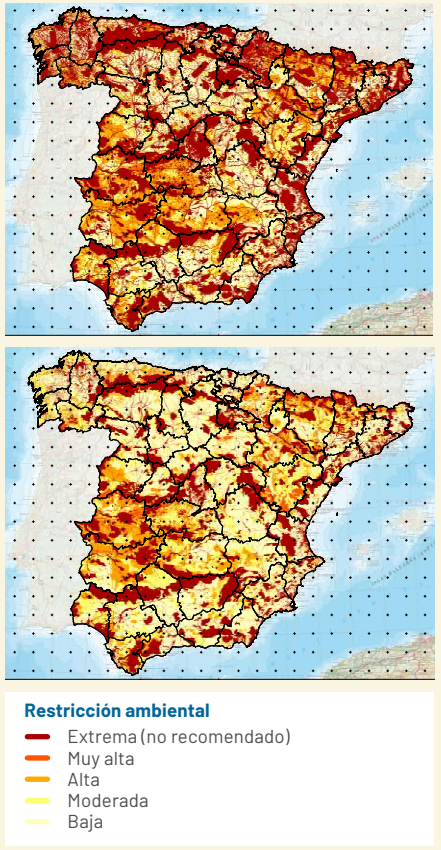
Con un enfoque de evaluación multicriterio, se han considerado de forma conjunta todos los previsibles impactos, condicionantes y restricciones medioambientales a los que pueden enfrentarse los promotores de nuevas instalaciones fotovoltaicas y eólicas, y se ha establecido una zonificación ambiental para la implantación de instalaciones renovables en el territorio peninsular.

Teniendo en cuenta que existen condicionantes y previsibles impactos que afectan de forma diferente a instalaciones fotovoltaicas y eólicas se han elaborado dos mapas, uno para la generación eólica y otro para la fotovoltaica que clasifican la sensibilidad ambiental en baja, moderada, alta, muy alta y extrema.

La siguiente figura muestra los mapas de capacidad de acogida de instalaciones eólicas y fotovoltaicas. Con una gradación de color se distinguen las zonas en función de sus sensibilidades ambientales: en rojo se destacan aquellas ubicaciones con sensibilidad extrema donde la instalación no es recomendada y en amarillo aquellas ubicaciones con sensibilidad baja, y por tanto mayor facilidad de implantación. Las zonas no recomendadas para instalación de eólica y fotovoltaica representan un 48.06 %, y un 30.53 % de la superficie peninsular respectivamente.

Los mapas de acogida caracterizan el territorio sobre la base de la facilidad de implantación de plantas eólicas y fotovoltaicas.

Figura 21. Mapas de acogida de eólica (arriba) y fotovoltaica (abajo) Fuente MITERD



15 La herramienta cartográfica de este estudio es accesible al público general en el siguiente enlace:https://sig.mapama.gob.es/geoportal/.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

IDENTIFICACIÓN DE ZONAS CON MAYOR PROBABILIDAD DE ÉXITO DE IMPLANTACIÓN

Con objeto de identificar para los estudios de planificación las zonas en las que es más probable que se instalen las futuras plantas eólicas y fotovoltaicas se ha elaborado un indicador sintético fruto de combinar los indicadores anteriores de capacidad de producción (recurso y eficiencia) y de facilidad de tramitación ambiental (mapa de acogida) que resulta ser un indicador de la probabilidad de éxito de ubicación en una determinada zona.

Este indicador es el resultado de combinar los indicadores de capacidad de producción (horas de producción equivalente normalizadas) y la caracterización de la zonificación medioambiental. Para su elaboración, previamente se han tratado las series originales para que tengan el mismo formato y rango de variación. Adicionalmente, para el caso concreto de las sensibilidades medioambientales, se considera no recomendable la instalación en las zonas de sensibilidad medioambiental extrema, por lo que, en dichas zonas, cuentan con un indicador de éxito combinado de valor nulo, lo que supone no considerar en el ejercicio estas ubicaciones.

La siguiente figura muestra los mapas de probabilidad de éxito para la generación eólica y fotovoltaica donde se identifican con una gradación de colores las zonas en función de su mayor o menor probabilidad de éxito de la ubicación, es decir del valor del indicador combinado. Las zonas rojas son zonas excelentes y las zonas azules son zonas con una baja probabilidad de éxito. Por otra parte, las zonas en blanco son zonas no recomendadas.

Los mapas de probabilidad de éxito combinan recurso, eficiencia y facilidad de tramitación medioambiental.

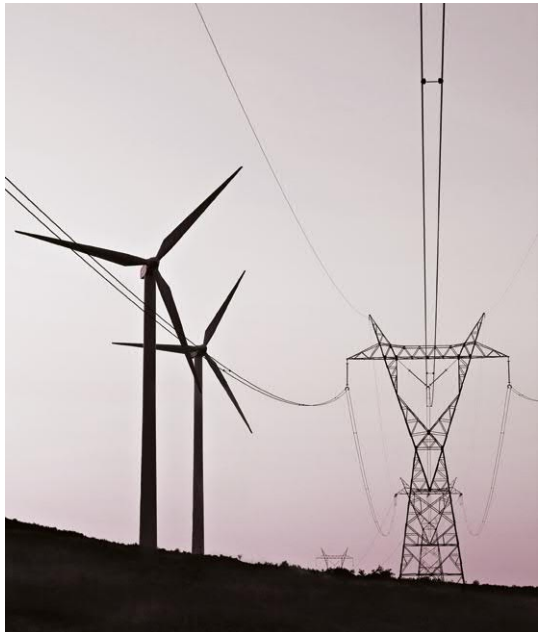
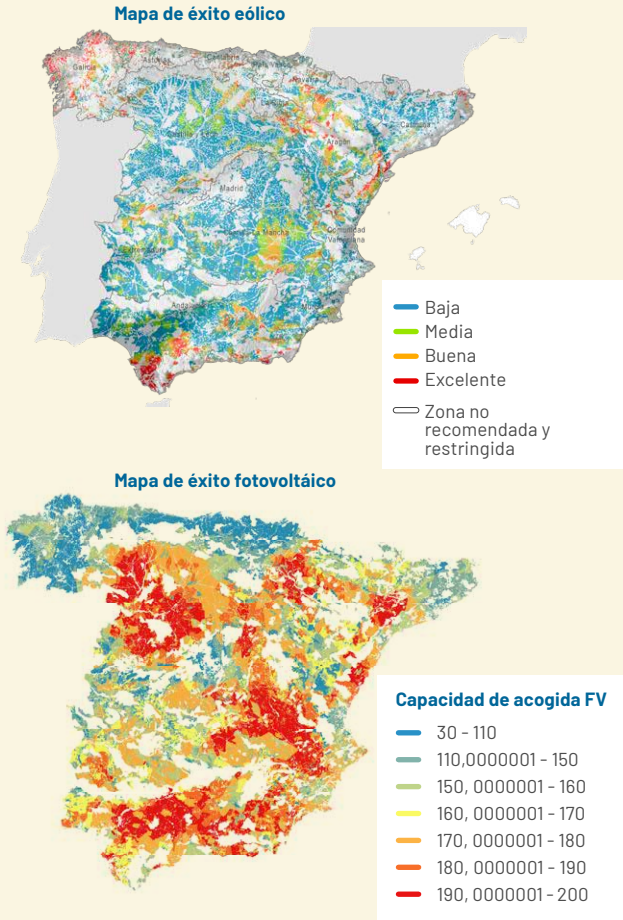


Figura 22. Mapa de probabilidad de éxito para generación eólica (arriba) y fotovoltaica (abajo). Fuente REE



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

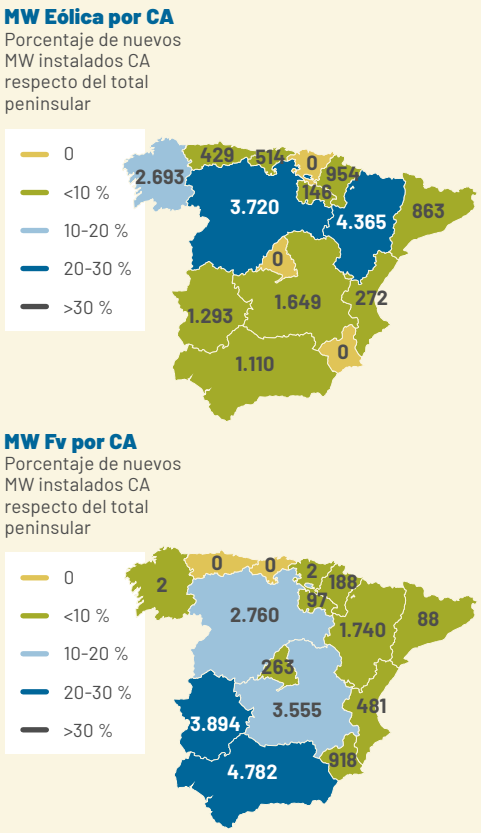
ELABORACIÓN DEL ESCENARIO BASE HORIZONTE 2026 Y TRASLADO A NUDOS

La asignación de potencia para crear el escenario más probable de estudio a 2026 se ha abordado en dos pasos, por comunidad autónoma primero, y a nivel subestación después.

La asignación de nueva potencia a considerar por comunidad autónoma y subestación se ha efectuado en función del peso de las intenciones de los promotores en cada comunidad moduladas por la probabilidad de éxito sobre el total peninsular. Para ello, se utiliza el conjunto de la generación proveniente de todas las propuestas recibidas en el proceso de planificación y proveniente de accesos con solicitud de acceso completa (autorizados y no autorizados) a inicio de los estudios, 31 de agosto de 2019, tras realizar un filtrado para eliminar todas aquellas que pudieran estar repetidas (han resultado ser de tan solo un 10 %).

Aunque considerando únicamente las solicitudes de acceso se podría alcanzar el valor de generación renovable establecido para el escenario 2026, estas solicitudes quedan supeditadas a la red existente o planificada en el horizonte 2015-2020. Por tanto, considerar únicamente las solicitudes de acceso incumpliría con los principios rectores de la planificación 2021-2026 que establecen la necesidad de crear nuevos corredores que permitan la integración en zonas de alto recurso sin red de transporte. Con objeto de integrar este concepto se han incorporado al análisis todas las propuestas de los promotores en el proceso de envío de propuestas de la nueva planificación.

Figura 23. Hipótesis de distribución de la potencia eólica (arriba) y fotovoltaica (abajo) a instalar en el periodo 2019-2026 según el escenario de estudio



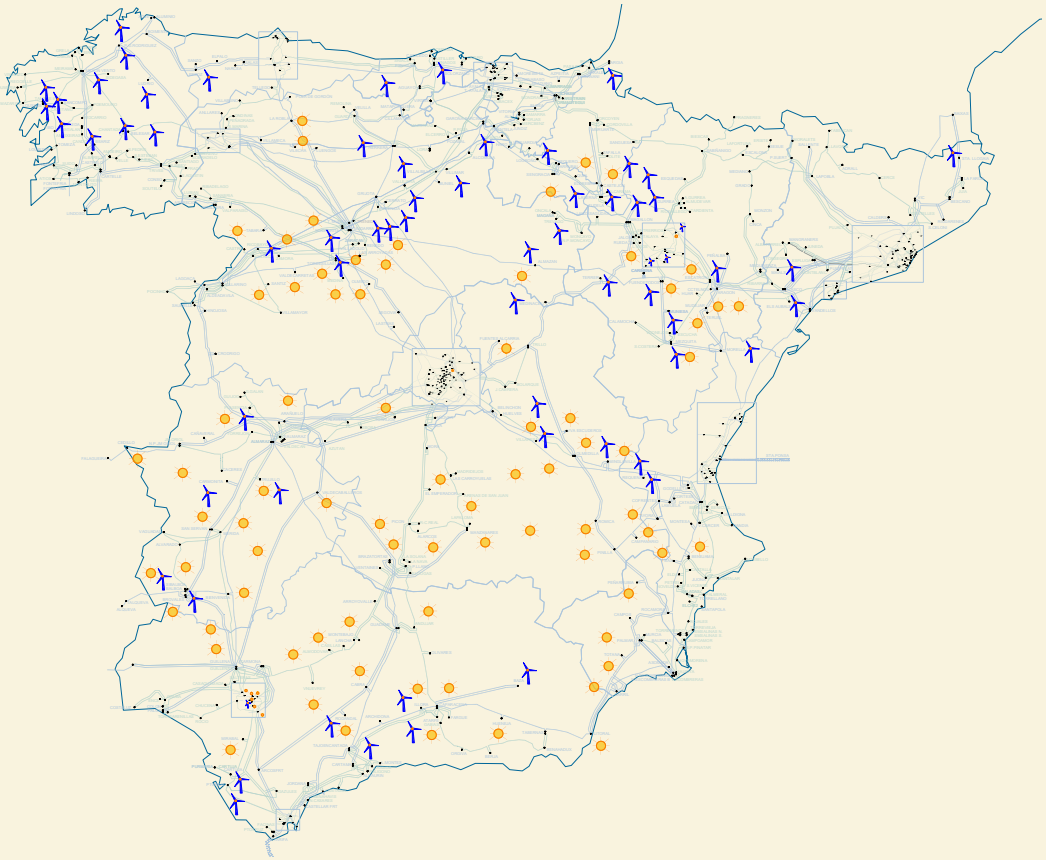
Adicionalmente, se otorga la máxima probabilidad de éxito a aquellos proyectos correspondientes a las subastas de 2017 (RD359/2017 y RD650/2017) que contribuirán a alcanzar el objetivo de renovables a 2020, y por tanto presentan un grado de incertidumbre en su instalación mucho menor.

El interés de los promotores en una determinada zona refleja la influencia en la materialización de un proyecto de otros factores relevantes más allá de los aspectos ambientales y de recurso.

El análisis del resultado obtenido muestra que gran parte de las instalaciones con mayor probabilidad de éxito (coherente con los principios rectores de maximización de la producción renovable y compatibilización con restricciones ambientales) afectan a la red de partida y a accesos concedidos, pero también se da cabida a las propuestas presentadas y a zonas de elevado recurso sin red de transporte existente o ya planificada. En concreto, un 40 % de las nuevas instalaciones renovables corresponden a propuestas y el 60 % a accesos (coherente con el

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Figura 24. Distribución nodal de nueva generación eólica (18.000 MW) y fotovoltaica (19.000 MW) en el escenario de estudio



principio rector de evacuación de las renovables en base a recurso ya que se da cabida a nuevas ubicaciones), y solo un 16 % de las nuevas renovables hacen necesario definir nuevas ubicaciones para conexión a la red frente a un 84 % que se conectarían a red existente de transporte o distribución o a la red de transporte ya planificada (coherente con el principio rector de maximización del uso de la red existente).

Con el fin de analizar las necesidades del escenario base se ubica la generación seleccionada en nudos cercanos dando como resultado un reparto nodal en la red de partida. Para la asignación nodal se han tenido en cuenta criterios de potencia de cortocircuito por nudos, viabilidad física y los valores máximos y mínimos de potencia establecidos para conectarse a una posición de transporte.

El despliegue futuro de generación será definido por los promotores, que seguirán disponiendo de la posibilidad de conexión a la red mediante la tramitación de los permisos necesarios.

Introducción

Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)

Metodología de análisis

Resultados

Anexos

I: Red de partida

II: Nuevas actuaciones

III: Anexos técnicos

ESTIMACIÓN DE LA UBICACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA MARINA

Con el objetivo de que la planificación de respuesta a la necesidad de evacuar futuros proyectos de eólica marina, se han tenido en cuenta la "Hoja de Ruta para el desarrollo de la Eólica Marina y la Energías del Mar"[16] y los "Planes de Ordenación del Espacio Marítimo" (POEM)[17]. En estos últimos se incluye una zonificación para los futuros proyectos eólicos marinos en España, y se proponen 19 zonas de alto potencial de eólica marina en zonas no protegidas que cumplen tener un recurso eólico superior a 7,5 m/s y donde la profundidad no supere los 100m. Dentro de ellas, algunas se designan como zonas de uso prioritario.

Aplicando una metodología coherente con la planteada para la nueva generación renovable terrestre, se considera que las ubicaciones con mayor probabilidad de éxito son aquellas que se ubican en las zonas de uso prioritario para la energía eólica marina de acuerdo a los POEM, ya que estas ya integran criterios de recurso y criterios medioambientales, y en las que además se ha constatado un interés por parte de promotores para desarrollar proyectos en dichas ubicaciones.

Figura 25. Zonas de uso prioritario para la energía eólica marina (Fuente: POEM - MITERD)

Las ubicaciones de mayor probabilidad de éxito de la eólica marina en el escenario de estudio se alinean con las zonas de uso prioritario para la energía eólica marina establecidas en el borrador de los POEM.

16 https://www.lamoncloa.gob.es/consejodeministros/resumenes/Documents/2021/101221-Hoja-ruta-eolica-marina.pdf.
17 https://www.miteco.gob.es/es/costas/temas/proteccion-medio-marino/ordenacion-del-espacio-maritimo/default.aspx
El borrador de estos planes se sometió a consulta pública entre el 8 de julio y el 8 de septiembre de 2021, y están a la espera de su aprobación final.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

3

Metodología de análisis

3.1. La red de análisis o red de partida

3.2. Identificación de necesidades

3.3. Uso de nuevos componentes en la red

3.4. Análisis de alternativas

3.5. Criterios de selección/priorización

3.6. Análisis coste-beneficio

3.6.1. Metodología de evaluación de actuaciones

3.6.2. Indicadores de la metodología de evaluación de actuaciones

3.1. La Red de Análisis o Red de partida

Para fijar por completo el escenario de estudio de la planificación es necesario definir la red de transporte a utilizar como red base o red de partida sobre la que plasmar las hipótesis de generación y demanda. Esta foto fija de la red de transporte base o de partida, previa a la introducción de actuaciones de desarrollo, es un concepto ampliamente utilizado en ejercicios de planificación europeos[18]. Utilizando esta red de partida se procede a identificar las necesidades de desarrollo de la red de transporte para posteriormente plantear las soluciones a dichas necesidades como actuaciones que configuran el plan de desarrollo para el periodo 2021-2026.

Considerar como red de partida únicamente la red actualmente en servicio es un enfoque excesivamente limitado ya que algunas instalaciones se encuentran en construcción o con importante avance de tramitación elementos ya definidos en la planificación vigente. Por otra parte, sería poco realista contemplar en la red de partida todas las actuaciones definidas en la planificación vigente: en algunos casos se han identificado actuaciones cuya ejecución y puesta en servicio presenta problemas de viabilidad, bien por dificultades técnicas que han sido detectadas con posterioridad a su planificación o bien por dificultades de tramitación especialmente ligadas a aspectos medioambientales o de aceptación social. En ambos casos, su futura puesta en servicio sería altamente improbable.

Así, se define la red de partida como el conjunto de elementos de la red de transporte que se puede asumir en servicio con muy alta probabilidad en el horizonte 2021-2026. Con este principio, además de las instalaciones de la red de transporte en servicio, la red de partida incluirá las actuaciones de la planificación 2015-2020 vigente que cumplen los siguientes criterios a 30 de septiembre de 2019[19]:

- Actuaciones con construcción iniciada.
- Actuaciones con puesta en servicio (PES) prevista por el transportista anterior al inicio del periodo de planificación en estudio (PES en 2019 y 2020).
- Actuaciones que disponen de Declaración de Impacto Ambiental (DIA).
- Actuaciones que no requieren de DIA y cuya fecha de puesta en servicio prevista es inferior o igual a 2023.
- Posiciones de acceso incluidas en la planificación 2015-2020 con permisos concedidos.
- Posiciones de acceso con permisos concedidos al amparo del RDL15/2018.
- Actuaciones de interconexión entre los sistemas de estados miembros de la Unión Europea analizadas en el ámbito del Ten Years Network Development Plan europeo con análisis coste-beneficio positivo y con una fecha de puesta en servicio en línea con el horizonte de planificación.

Los estudios de identificación de necesidades de la red de transporte futura se realizan partiendo de una red con un grado de avance suficiente para considerarla puesta en servicio dentro del horizonte de planificación.

Sobre esta red de partida se le asignará la demanda y la generación establecida en la planificación indicativa, según lo indicado en el capítulo anterior.

Cabe destacar que, de acuerdo con estos criterios, tanto las actuaciones definidas en la planificación 2015-2020 vigente, pendientes de ejecución y que no pertenezcan a la red de partida, como aquellas recogidas para un horizonte posterior a 2020, son estudiadas con igual criterio que el resto de nuevas actuaciones, para confirmar su necesidad en el escenario de estudio y para asegurar su alineamiento con los principios rectores de esta planificación.

El Anexo de red de partida incluye información detallada sobre estas actuaciones.

18 Denominada "reference grid" en los ejercicios del TYNDP, la planificación europea.
19 La definición de la red de partida para todos los estudios de necesidades y análisis coste-beneficio se cerró con la información disponible en esa fecha de las actuaciones recogidas en la planificación 2015-2020.

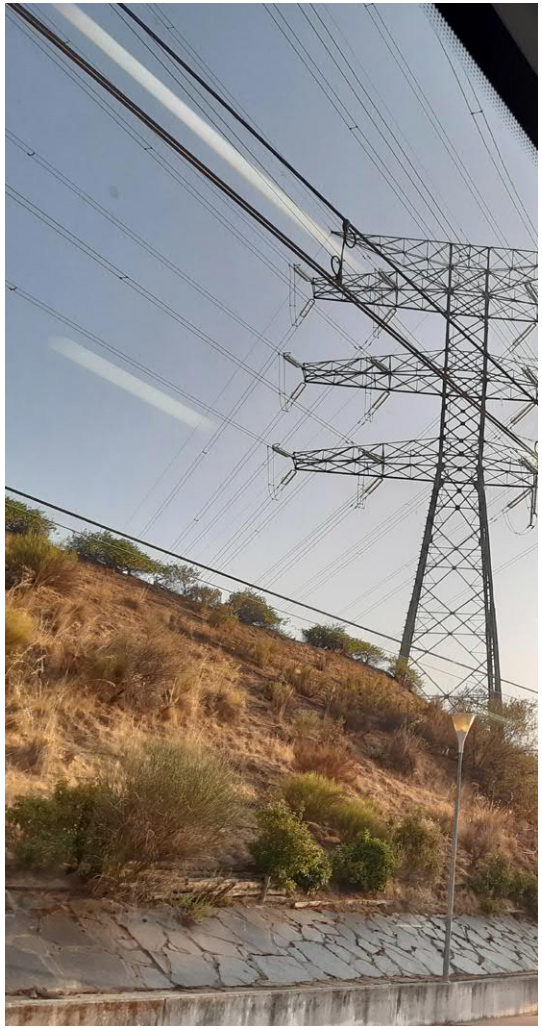
Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

3.2. Identificación de necesidades

Desde su origen, las redes eléctricas y en particular la red de transporte, constituyen el medio físico que posibilita el suministro eléctrico seguro y de calidad a la sociedad. Su función es hacer posible el transporte de la energía eléctrica producida por las unidades de generación desde sus emplazamientos hasta los puntos de consumo que, típicamente, se encuentran localizados en ubicaciones alejadas de las ubicaciones de la generación. La situación prevista para el sistema eléctrico en el horizonte 2026, coherente con la senda de transición energética establecida por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), presenta un cambio fundamental respecto a su situación actual por el elevado ritmo de instalación de generación eólica y solar esperado. Este cambio hará aflorar nuevas necesidades en el sistema eléctrico que, en algunos casos, podrán ser cubiertas desde el ámbito de la planificación de la red de transporte, si bien, será imprescindible habilitar otras herramientas adicionales. Así, la integración de generación renovable podrá ser abordada mediante el desarrollo de la red cuando se vea limitada por su capacidad de transporte siendo también imprescindible impulsar el despliegue de herramientas de flexibilidad necesarias, y en especial de los sistemas de almacenamiento, así como dotar a la operación del sistema de mecanismos para su dedicación al objetivo de maximizar la integración de energía renovable.

La red de transporte debe seguir cumpliendo su función vertebral teniendo en cuenta la evolución desde un sistema eléctrico con predominio de grandes unidades de generación térmica e hidráulica cuyo régimen de funcionamiento se establecía en función de la demanda, a un nuevo sistema en el que el consumo eléctrico será alimentado desde un parque de generación esencialmente renovable y disperso cuya producción depende de un recurso primario no almacenable y cuya disponibilidad está desacoplada de la demanda eléctrica. Por tanto, el reto fundamental de la planificación 2021-2026 es detectar las limitaciones de la red de partida, y plantear las actuaciones necesarias para mantener los niveles de calidad y garantía de suministro al tiempo de integrar el máximo posible de la generación renovable disponible en cada momento en el escenario previsto para el sistema en el horizonte 2026.

Toda actuación de desarrollo de la red de transporte debe responder a una necesidad identificada en el escenario previsto en 2026.



Introducción

Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)

Metodología de análisis

Resultados

Anexos

I: Red de partida

II: Nuevas actuaciones

III: Anexos técnicos

NECESIDADES ASOCIADAS A LIMITACIONES DE LA RED DE PARTIDA

Las necesidades para garantizar la calidad y seguridad del suministro eléctrico son evaluadas en las situaciones establecidas por los procedimientos de operación. Las limitaciones que pueden presentarse en la red de partida son fundamentalmente sobrecargas respecto al valor de capacidad de transporte de sus elementos, tensiones fuera del rango admisible, valores de potencia de cortocircuito no admisibles, oscilaciones etc. Los procedimientos de operación establecen de forma detallada los rangos de trabajo admisibles en el sistema eléctrico.

Se identifican en primer lugar necesidades presentes actualmente asociadas al redespacho de unidades de generación en determinadas zonas y que suponen un coste adicional para el sistema en concepto de restricciones técnicas. Fundamentalmente se centran en la necesidad de recursos adicionales para el control de tensión si bien actualmente ya se detectan otras relacionadas con la evacuación de generación renovable en algunas zonas.

En el horizonte 2026 algunas de ellas se mantienen y aparecen muchas otras nuevas asociadas a sobrecargas en la evacuación e integración de la nueva generación renovable en el escenario que requieren de la aplicación del mecanismo de restricciones técnicas. A falta de nuevos desarrollos de red más allá de la red de partida su resolución únicamente sería posible mediante vertidos de generación renovable y su sustitución por generación convencional, lo cual provocaría simultáneamente un sobrecoste de generación para el sistema y alejarse de los objetivos de integración de generación renovable.

Por otra parte, para evaluar posibles necesidades relacionadas con la calidad del suministro eléctrico se ha realizado un análisis del impacto del grado de desarrollo del sistema y de los efectos de las características topológicas, estructurales y de mallado de la red sobre la calidad de servicio. Este análisis se adjunta como anexo dentro del documento anexos técnicos para facilitar la identificación de las necesidades de actuaciones de mejora en la configuración topológica de la red de transporte y de las propias subestaciones.

Finalmente, para identificar las limitaciones de la red de partida se han utilizado herramientas que permiten un análisis exhaustivo de situaciones posibles en el sistema (con detalle de cada una de las 8.760 horas de un año) a diferencia de análisis de situaciones particulares definidas con carácter previo (análisis deterministas). La herramienta principal utilizada permite el análisis de seguridad del sistema al mismo tiempo que calcula el despacho de generación en el escenario de estudio con horizonte 2026 que, con coste más reducido, hace posible el cumplimiento de los rangos de carga admisibles para la red de transporte. Para llevar a cabo estos estudios con detalle horario se requiere la siguiente información:

- La red completa de transporte en el sistema eléctrico peninsular y de los sistemas insulares, considerando sus capacidades de transporte estacionales, los equivalentes de las redes de distribución y la red de transporte de Portugal planificada para el horizonte 2025.
- Valores horarios de demanda en cada subestación.
- Valores horarios de intercambio en las fronteras con sistemas eléctricos vecinos modelados de manera reducida (Francia y Marruecos).
- Capacidad de generación de cada tecnología en los distintos nudos de la red modelada.
- Perfiles horarios de posible producción para cada generador de energía renovable.
- Costes de combustibles y de emisiones por tecnología a considerar.
- Hipótesis adicionales relativas a condiciones mínimas de funcionamiento de generación síncrona para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico (“must run”).

Como resultado del análisis descrito se obtiene un elevado contingente de datos horarios que, tras su adecuado tratamiento, proporciona para un periodo anual valores de energía producida y coste por tipo de combustible y tecnología de generación, valor de emisiones de CO_2, valor de vertidos de generación renovable y energía no servida entre otros indicadores. En cuanto a las

Introducción

Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)

Metodología de análisis

Resultados

Anexos

I: Red de partida

II: Nuevas actuaciones

III: Anexos técnicos

limitaciones que se identifican en la red, permite obtener estadísticas sobre un año completo de los niveles de carga previstos de cada uno de los elementos de la red.

Este análisis de los resultados de la simulación del escenario de estudio posibilita la identificación de las necesidades de refuerzo y/o de desarrollo de la red de transporte. El análisis de los resultados de las simulaciones para cada una de las alternativas de solución evaluadas soporta la toma de decisión para seleccionar la actuación que resulta óptima para el sistema de entre las alternativas posibles que resuelven la necesidad detectada.

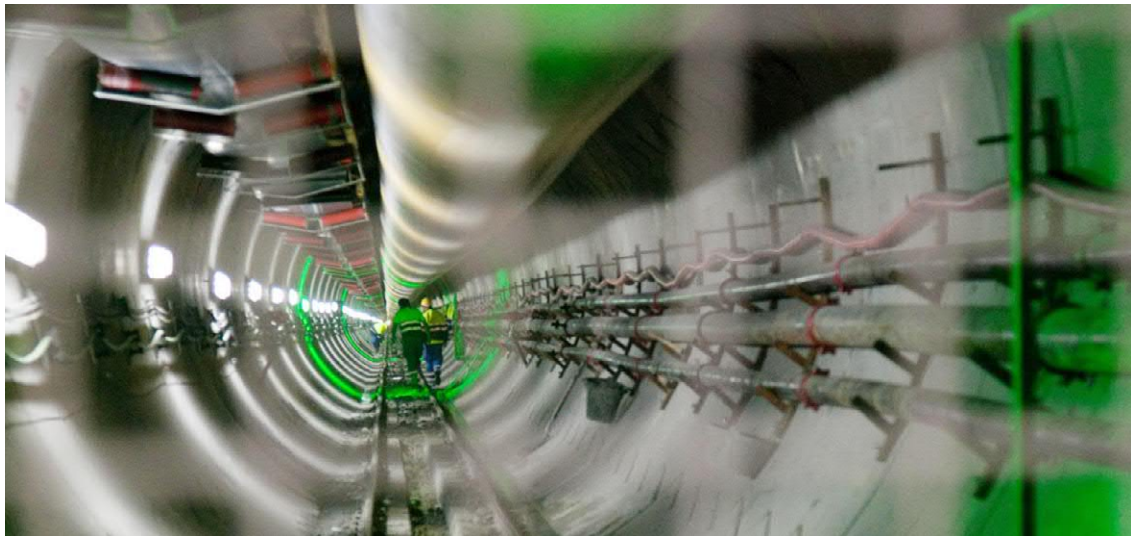
Como complemento a estos estudios a lo largo de un periodo anual, se han llevado a cabo simulaciones estáticas y dinámicas de diferentes situaciones del sistema para determinar las necesidades de control de tensión y generación mínima conectada en el sistema para garantizar su estabilidad.

OTRAS NECESIDADES

El desarrollo de la red de transporte también debe dar respuesta a un conjunto de necesidades adicionales que no pueden ser detectadas en los análisis antes descritos. Algunas de ellas se establecen como objetivo en el PNIEC como la electrificación del transporte ferroviario, mientras otras derivan del cumplimiento de Normativa Europea y requisitos establecidos por los Procedimientos de Operación del Sistema eléctrico. Las necesidades más significativas dentro de este conjunto son:

- Incremento del nivel de interconexión entre sistemas e interconexiones internacionales. Estos aspectos se definen como objetivos en el PNIEC y para la consecución de los objetivos de integración del sistema eléctrico peninsular español en el mercado interior de la electricidad europeo (IEM en sus siglas en inglés), o por acuerdos bilaterales.
- Suministro eléctrico a corredores ferroviarios. Este aspecto se recoge en el ámbito de la electrificación del transporte de pasajeros y de mercancías establecida por el PNIEC.
- Cumplimiento del código de red europeo "Network Code Emergency and Restoration" que requiere garantizar que, en situaciones de pérdida de suministro, se pueda mantener la alimentación durante 24 horas de aquellas subestaciones que son requeridas en el proceso de reposición del servicio en el sistema eléctrico.
- Necesidades de apoyo a la red de distribución desde la red de transporte o de alimentación de consumidores conectados directamente a la misma.
- Renovación de líneas y subestaciones de la red de transporte, dentro de un plan continuo de renovaciones enfocado a un mayor y mejor uso de las infraestructuras existentes.

Por su particularidad, a continuación, se describen con mayor detalle algunas necesidades específicas del sistema eléctrico.



Introducción

Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)

Metodología de análisis

Resultados

Anexos

I: Red de partida

II: Nuevas actuaciones

III: Anexos técnicos

CORRECTO AMORTIGUAMIENTO DE OSCILACIONES INTER-ÁREA

La estabilidad de pequeña señal de un sistema eléctrico define su capacidad para funcionar de manera estable durante las pequeñas perturbaciones naturales derivadas de la evolución y operación normal del sistema (variaciones en la demanda, en la generación, apertura de líneas, etc.). Uno de los fenómenos asociados a la falta de estabilidad de pequeña señal, son las oscilaciones inter-área que aparecen en sistemas eléctricos de gran tamaño, como es el sistema síncrono continental europeo. Cuando se producen, las variables eléctricas (frecuencia, potencia, tensión) fluctúan con frecuencias típicas de 0,1-0,5 Hz. Si estas fluctuaciones tienen una amplitud (tamaño) acotado y son transitorias (desaparecen a los pocos segundos), no tienen repercusión sobre la seguridad del sistema. No obstante, si son de gran amplitud y/o no se amortiguan (crece su amplitud con el tiempo), pueden desencadenar un incidente de gran magnitud. De forma muy simplificada se puede afirmar que:

- Las oscilaciones (fluctuaciones de frecuencia) son mayores en los extremos de un sistema eléctrico siendo la capacidad para controlar y amortiguar estas oscilaciones, también mayor en los extremos.
- La probabilidad de que aparezcan oscilaciones es tanto mayor cuando más "extenso" sea el sistema, menos mallado se encuentre, y mayor sea el flujo de potencia entre los extremos del sistema y el centro.

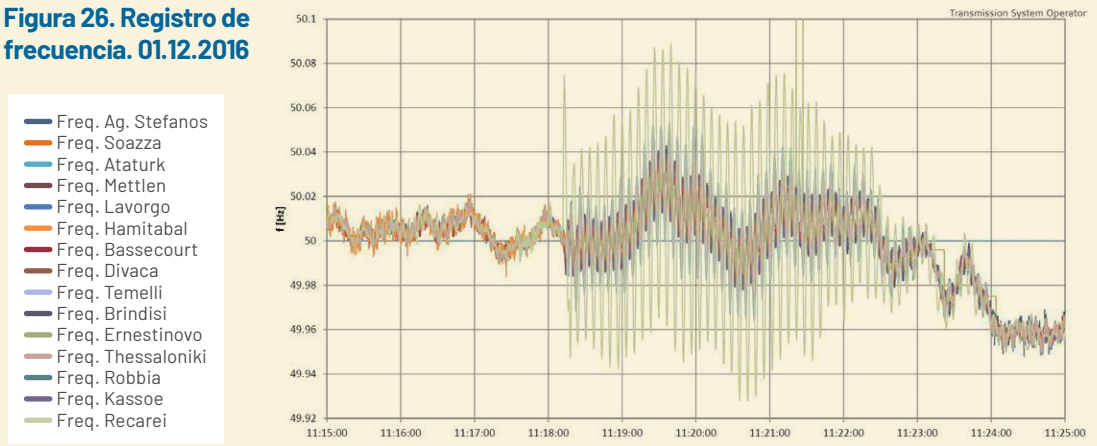
El sistema eléctrico peninsular español, por su ubicación eléctrica y geográfica dentro del sistema síncrono europeo y el limitado número de líneas de interconexión con el resto del sistema síncrono europeo, se ve afectada en gran medida por fenómenos de oscilaciones inter-área. Este problema se puso en evidencia el 1 de diciembre de 2016 cuando se registraron, durante unos 5 minutos, fluctuaciones de frecuencia no amortiguadas[20]. Tras esta situación, el Operador del Sistema ha adoptado medidas de operación sobre la generación y sobre el HVDC España-Francia.

No obstante, son necesarias medidas adicionales para asegurar el cumplimiento del procedimiento de operación 13.1 Criterios de desarrollo de la red de transporte, que establece un umbral mínimo de amortiguamiento del 5 % ante fenómenos oscilatorios.

Se prevé que en el horizonte 2026, de no tomarse medidas adicionales, alrededor del 10 % del tiempo en el que el intercambio de la península ibérica con Francia sea fuertemente exportador (> 4.000 MW), el amortiguamiento del sistema podría ser inferior al 5 %.

Oscilaciones inter-área mal amortiguadas pueden desencadenar un incidente generalizado en el sistema síncrono europeo.

Figura 26. Registro de frecuencia. 01.12.2016



20 https://docstore.entsoe.eu/Documents/SOC %20documents/Regional_Groups_Continental_Europe/2017/CE_inter-area_oscillations_Dec_1st_2016_PUBLIC_V7.pdf.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

INCREMENTO DE INTERCONEXIONES EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS INSULARES

Los sistemas insulares son, debido a su reducido tamaño y carácter aislado, sistemas eléctricos más débiles e inestables. Por este motivo, en ellos cobra especial relevancia la restricción de mínima generación térmica acoplada, en estos casos de tecnología no renovable, para garantizar, tanto la disponibilidad de potencia de cortocircuito, como un valor suficiente de generación de respaldo acoplada y de reserva rodante, además de una adecuada respuesta del sistema ante contingencias. Esta restricción, que debe ser considerada para cada subsistema o isla, cuyo valor está directamente ligado a la capacidad de intercambio de cada subsistema con otros, tiene un gran impacto en el despacho de generación en cada momento.

El desarrollo o refuerzo de enlaces entre islas y, en el caso de Baleares, con la Península, permite acoplar sistemas eléctricos de reducido tamaño para constituir por agregación un sistema de mayor tamaño y más robusto.

Así pues, la interconexión de sistemas aislados ofrece las siguientes ventajas:

- Mayor robustez del conjunto agregado respecto a los sistemas previamente aislados o escasamente interconectados. Esta robustez proporciona mayor seguridad de suministro ante fallos fortuitos del equipo generador y mayor capacidad de integrar de forma segura generación renovable.
- Mayor eficiencia en la programación de generación y, como resultado, reducción del coste variable de generación y del volumen de emisiones.
- Reducción potencial de las necesidades de generación mínima acoplada del conjunto frente a las que se requieren en la operación por separado de los subsistemas que lo componen.
- Mejora potencial de la integración de generación renovable debido a la mayor demanda del sistema conjunto, así como por la reducción de la variabilidad del recurso renovable cuando éste se distribuye sobre un área geográfica más extensa.

En el caso de Baleares, el nivel de interconexión con la Península es un factor necesario para la consecución de los objetivos en términos de reducción de emisiones manteniendo la seguridad de suministro del sistema. Durante los últimos años, actuaciones como la puesta en servicio del enlace de corriente continua HVDC (High Voltage Direct Current) en tecnología LCC (Line Commutated Converter) de 2x200MW, que une la península ibérica con la isla de Mallorca, y la puesta en servicio de los enlaces submarinos Mallorca-Ibiza y Mallorca-Menorca, han permitido una integración parcial de Baleares en el mercado eléctrico europeo, reduciendo significativamente los costes de generación en las islas, la reducción de emisiones, y mejorando la fiabilidad de su suministro eléctrico.

La interconexión entre sistemas es uno de los objetivos establecidos por el PNIEC.

Introducción

Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)

Metodología de análisis

Resultados

Anexos

I: Red de partida

II: Nuevas actuaciones

III: Anexos técnicos

En los sistemas eléctricos canarios, para conseguir una descarbonización de la producción de electricidad y permitir la integración de la generación renovable actual y de aquella con despliegue previsto, especialmente generación eólica debido al elevado recurso primario de las islas, hace necesario acompasar el desarrollo de enlaces entre islas con el desarrollo de infraestructuras de almacenamiento (como el proyecto de bombeo de Salto de Chira en la isla de Gran Canaria) y con la ejecución de los refuerzos internos de la red. Este desarrollo coordinado es necesario asegurar una plena aportación conjunta de las infraestructuras al objetivo de descarbonización, pero no será suficiente para alcanzarlo.

Debe destacarse que el insuficiente despliegue de la red interna de los sistemas insulares no permitiría una plena utilización del resto de infraestructuras con el consiguiente perjuicio en términos de integración de generación renovable y reducción de emisiones.

Por otra parte, debe tenerse en cuenta que las posibilidades de interconexión entre islas en Canarias están generalmente sujetas a condicionantes técnicos por las elevadas profundidades del lecho marino entre islas. La decisión sobre el despliegue de estas interconexiones, que por su propia naturaleza son instalaciones que requieren un elevado volumen de inversión, debe fundamentarse de forma especial en los resultados del análisis coste-beneficio correspondiente.

REFUERZO DE LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

El refuerzo de las interconexiones viene fijado por la planificación indicativa (PNIEC), en particular las de Portugal y Francia, con el fin de asegurar que el Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL) se mantenga completamente operativo y para integrar la península ibérica en el Mercado Interior de la Electricidad (MIE).

El Consejo Europeo de marzo de 2002 estableció el objetivo de alcanzar un mínimo de un 10 % de ratio de interconexión (siendo ésta la suma de las capacidades de intercambio de importación dividida por la potencia instalada). Esta ratio será en 2020 para el sistema eléctrico peninsular español del 6 % y para la península ibérica de un 2 %, ambos valores muy lejos de este objetivo. En los últimos años, en numerosas ocasiones, la Comisión Europea ha refrendado este objetivo y la urgencia de que se cumpliera en el año 2020.

En el caso de España este objetivo no se ha alcanzado en 2020. En 2026, con el incremento de potencia instalada renovable previsto, de no ir acompañada de un refuerzo de las interconexiones se situaría en un 5 %. En marzo de 2015, en la declaración de Madrid suscrita por los gobiernos de España, Francia y Portugal, la Comisión Europea y el Banco Europeo de Inversiones se acordó señalar la urgencia de cumplir el objetivo del 10 % y seguir analizando posibilidades para alcanzar una capacidad entre la península ibérica y Francia de 8.000 MW. Un grupo de alto nivel con representantes de la Comisión Europea, los reguladores nacionales y los operadores del sistema hace un seguimiento sistemático del avance hacia este objetivo.

El refuerzo de las interconexiones internacionales, en especial con Francia, es necesario para impulsar la integración en el Mercado Interior de la Energía (MIE) y posibilitar la colaboración para alcanzar los objetivos de integración de renovables y de descarbonización de la Unión Europea.

Adicionalmente a los compromisos mencionados, se identifican importantes razones económicas para avanzar hacia este objetivo evidenciadas con la puesta en servicio en 2015 de la interconexión entre España y Francia por los pirineos orientales y su utilización, que ha supuesto un primer paso en reforzar esta frontera. Sin embargo, durante los años 2018 y 2019 la conges-

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

tión (horas en las que se utiliza la capacidad de intercambio al máximo) fue de un 77 % de media, con una diferencia de precios media entre países de 10,4€/MWh En 2020, año marcado por la COVID-19, la congestión fue de un 61 %, con una diferencia de precios de 5,9€/MWh. En el periodo de enero a mayo de 2021, si bien la congestión se ha mantenido en el 60 %, valor similar al de 2020, la diferencia de precios supera los valores registrados durante los años 2018 y 2019, alcanzando los 12,2€/MWh. Estos indicadores hacen patente que el sistema en su conjunto aún no puede beneficiarse de utilizar la generación de menor coste en cada momento.

Congestión en la frontera España-Francia

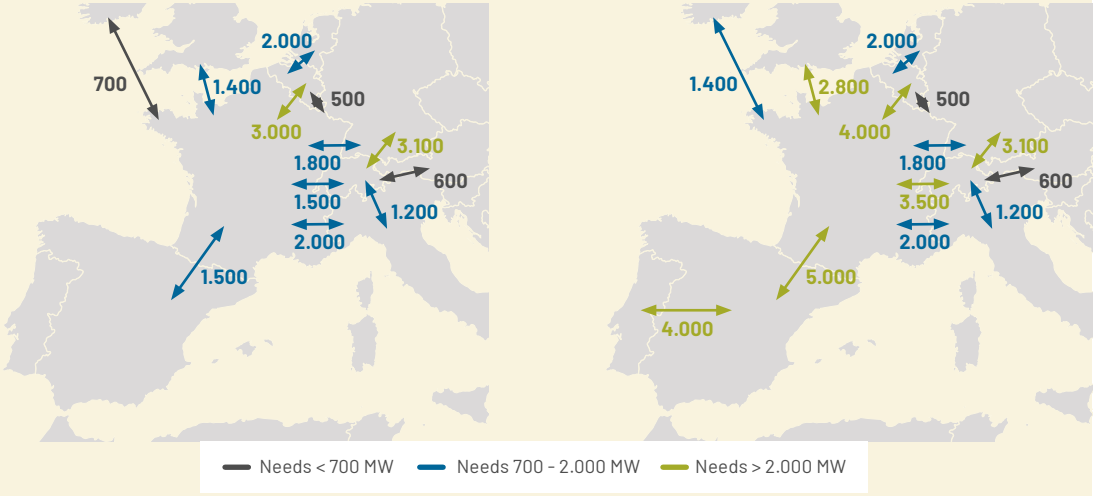
61-78 % en 2018-2020

En la frontera España-Portugal, la congestión media en los últimos años está en torno al 5 %, y la diferencia media de precios entre países es inferior al de 0,3€/MWh. Los mayores problemas se detectan en el norte. La nueva interconexión ya planificada en esta frontera permitirá a Portugal alcanzar el objetivo de ratio de interconexión, y permitirá una integración completa del MIBEL en el corto plazo.

Ambas fronteras han sido estudiadas en el ámbito de la planificación europea (TYNDP[21]) y se han evaluado tanto la idoneidad de los proyectos de interconexión previstos como las consecuencias de no llevarlos a cabo cuantificándose los beneficios derivados de la integración de mercados, en términos de integración de energías renovables y de reducción de emisiones. Adicionalmente, en el ejercicio de *"Identification of System Needs"* se evalúan las necesidades a 2030 y 2040 más allá del proyecto de Golfo de Vizcaya y la interconexión norte de Portugal, y cuyos resultados se muestran en la siguiente Figura.

Por último, en el plan de desarrollo se evalúan las necesidades de refuerzo de interconexión con Marruecos y Andorra derivadas de compromisos adoptados con ambos países.

Figura 27. Necesidades de incremento de capacidad más allá de Golfo de Vizcaya e interconexión norte a 2030 (izda.) y 2040 (dcha.)



21 https://tyndp.entsoe.eu/documents.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

3.3. Uso de nuevos componentes en la red

La red de transporte en el sistema eléctrico español está ya dotada con un alto grado de monitorización y control. No obstante, la evolución del sistema eléctrico hace necesario considerar tanto la posibilidad de incorporar nuevos elementos como de plantear nuevos usos de elementos ya conocidos en el desarrollo de la red de transporte.

Si bien no corresponde al ámbito del plan de desarrollo de la red de transporte, cabe señalar que en los estudios llevados a cabo para su elaboración se ha considerado la aportación esperada de herramientas, actualmente en desarrollo, de sistemas automáticos avanzados de actuación sobre generación y redes que permitirán un uso más intensivo de la red, especialmente en el ámbito de la integración de las energías renovables. Estos sistemas automáticos de actuación evitarían la adopción de medidas preventivas – reducción de generación renovable disponible y sustitución por generación de coste más elevado- para asegurar el cumplimiento de los criterios de seguridad en la operación del sistema eléctrico en caso de pérdida o fallo de elementos de la red.

Así, con carácter previo a considerar alternativas de refuerzo o desarrollo en la red de transporte, se evalúa la futura aportación de un sistema avanzado de información y control que, como una herramienta adicional a las ya incorporadas en el Centro de Control Eléctrico (CECOEL), tiene su dominio de aplicación en la resolución de congestiones en tiempo real y que resulta eficaz en un elevado número de situaciones y casos. No obstante, debe tenerse en cuenta que esta solución se encuentra limitada por el contingente máximo de generación que puede ser reducido de forma instantánea.

Dentro del ámbito del plan de desarrollo de la red de transporte, en línea con el principio rector de "maximización de la utilización de la red existente, renovando, ampliando capacidad, utilizando las nuevas tecnologías", se valoran las siguientes opciones adicionales a los elementos tradicionales:

- **Sistemas de monitorización de la capacidad dinámica de transporte de líneas, Dynamic Line Rating (DLR):** es una de las herramientas tecnológicas disponibles para digitalizar la red y operar las líneas más allá de sus capacidades de transporte actuales, sin sobrepasar las capacidades térmicas reales de las instalaciones y cumpliendo con la normativa actual. Estos sistemas requieren de sensores, sistemas de telecomunicaciones y de sistemas de procesamiento y análisis de los datos, así como de algoritmos avanzados de previsión a futuro de evolución de las capacidades dinámicas de transporte. Este tipo de soluciones, están aún en una fase muy preliminar de su desarrollo tecnológico por lo que su despliegue en esta planificación está orientado a explorar mejor sus potencialidades en líneas que a priori reúnen condiciones favorables su aplicación. Así pues, la aplicación de la tecnología DLR es, en esta planificación, un primer paso en el despliegue a gran escala de estas soluciones.
- **Elementos con posibilidad de modificación de los flujos de potencia.** Estos elementos se utilizan como alternativa a repotenciaciones o a nuevos ejes para la solución de problemas de sobrecarga. En esta planificación se utilizarán los siguientes elementos cuyas características los hacen adecuados para emplazamientos y situaciones diferentes:
  - **Desfasadores:** son tipos de transformador con la posibilidad de modificar el flujo de potencia que circula por ellos, y por tanto de la línea sobre la que actúan.
  - **FACTS(*FlexibleACTransmissionSystem*)**: Son equipos de control de la potencia basados en electrónica de potencia. Entre ellos, se tendrán en consideración tanto los FACT paralelo como los STATCOM (Static Synchronous Compensator)
  - **Limitador Móvil de Sobrecargas (LMS)**: Este elemento tiene como característica diferencial su carácter compacto y su potencial movilidad.

Introducción

Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)

Metodología de análisis

Resultados

Anexos

I: Red de partida

II: Nuevas actuaciones

III: Anexos técnicos

- **Compensadores síncronos:** se trata de elementos plenamente integrados en la red de transporte[22] que consisten en máquinas síncronas que, a diferencia de los generadores síncronos, no inyectan potencia activa a la red y, por tanto, no restan hueco para la integración de generación renovable. Son utilizadas para dotar al sistema de una mayor robustez, ya que incrementan la potencia de cortocircuito y la inercia del sistema y, además, como función secundaria, proporcionan un control continuo de la tensión en la zona en la que se encuentran instalados.
- **Almacenamiento como elemento plenamente integrado de la red de transporte:** el almacenamiento de energía puede maximizar el uso de la capacidad de las redes constituyéndose, en este caso, en un elemento plenamente integrado de las mismas[23]. Estas posibilidades son particularmente interesantes para maximizar el uso de los enlaces submarinos dado su elevado coste.

Los principios rectores orientan la planificación 2021-2026 hacia un uso normalizado de nuevas tecnologías.

Para alcanzar los objetivos establecidos en las orientaciones de política energética en cuanto a sostenibilidad del sistema eléctrico, seguridad de suministro e integración de energías renovables, se hace necesario disponer de redes inteligentes que incluyan nuevos elementos y nuevos usos de elementos ya conocidos para, teniendo en cuenta el grado de avance de cada una de las tecnologías, definir de forma conjunta, coordinada y eficiente nuevas soluciones en los casos en que constituyan una alternativa eficiente a otro tipo de refuerzos de la red de transporte con soluciones convencionales.

Una ventaja esencial de estas nuevas soluciones, cuando resulten de aplicación, frente a las alternativas clásicas de refuerzo de las redes, es su menor impacto en el territorio – se trata de dispositivos que se despliegan en subestaciones - y una esperable mayor facilidad de su tramitación y autorización. Esto se traduciría en que los plazos necesarios para su despliegue podrían reducirse muy sustancialmente respecto a los requeridos para una repotenciación de una línea o la construcción de una nueva línea.

A continuación, se detalla información sobre algunos de los equipos mencionados.

22/23 El Real Decreto Ley 29/2021 de 22 de diciembre introduce en el Art 34.1 de la Ley del Sector Eléctrico los componentes de red plenamente integrados, incluidas las instalaciones de almacenamiento como aquellos que se utilizan para garantizar un funcionamiento seguro de la red de transporte y no a efectos de balance o gestión de congestiones.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

COMPENSADORES SÍNCRONOS

Canarias:

La naturaleza aislada de los sistemas eléctricos canarios les hace más vulnerables a los retos que plantea la alta penetración de energías renovables prevista en el escenario 2026. La fortaleza de la red, que puede medirse en términos de potencia de cortocircuito, es una característica fundamental para garantizar el correcto funcionamiento de los Módulos de Parque Eléctrico (MPE), en particular generadores eólicos y fotovoltaicos, conectados al sistema eléctrico mediante elementos de electrónica de potencia. Los estudios realizados por el Operador del Sistema evidencian la necesidad de incorporar, además de las interconexiones entre sistemas eléctricos y sistemas de almacenamiento hidráulico como Salto de Chira, compensadores síncronos que aporten a los subsistemas de Gran Canaria, Tenerife y Lanzarote-Fuerteventura nuevos puntos de control dinámico de tensión y de inyección de corriente de cortocircuito e inercia, para fortalecer el sistema y reducir así el riesgo de potenciales interacciones entre los controles de la electrónica de potencia.

En concreto, la incorporación de compensadores síncronos de 25 Mvar cada uno en Gran Canaria, Tenerife y sur de Fuerteventura reducen la influencia de la variación de tensión en uno de los nudos sobre el resto de los nudos de la isla ayudando a garantizar el correcto funcionamiento de la generación existente y prevista en estos sistemas y reduciendo el riesgo de interacciones entre la generación conectada al sistema mediante electrónica de potencia[24].

Baleares:

Para hacer posible un incremento significativo del intercambio desde la Península hacia Baleares, además de la instalación de un nuevo enlace se requiere reducir el funcionamiento de la generación térmica en Baleares. Para ello se requiere cubrir necesidades del Sistema Eléctrico Balear (SEB) que actualmente se resuelven mediante el acoplamiento de grupo síncronos en el sistema. En particular se requiere cubrir necesidades de inercia, potencia de cortocircuito para el correcto funcionamiento del enlace HVDC LCC en servicio y recursos para el control dinámico de tensión.

Los compensadores síncronos son una tecnología madura, capaz de aportar al sistema inercia, control de tensión y potencia de cortocircuito, y con ello permitir avanzar hacia un SEB 100 % descarbonizado.

Los compensadores síncronos son fundamentales para mejorar las posibilidades de integración de renovables en los sistemas canarios y ayudan a reducir la dependencia del sistema balear de la generación térmica para asegurar el correcto funcionamiento del enlace HVDC existente.

24 Las especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso consideran este criterio de influencia de la variación de la tensión en unos nudos sobre otros para asegurar el correcto funcionamiento de los sistemas eléctricos. (Resolución de 20 de mayo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso de generación a la red de transporte y a las redes de distribución).

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

SISTEMAS DE MONITORIZACIÓN DINÁMICA DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE PARA MAXIMIZAR EL USO DE LA RED EXISTENTE

La transición energética requiere para su implementación eficiente de una maximización de la utilización de la red existente, renovando, ampliando capacidad, utilizando las nuevas tecnologías y reutilizando los usos de las instalaciones existentes.

El DLR (Dynamic Line Rating), también conocido como RTTR (Real-Time Thermal Rating), se basa en tecnologías que estiman en tiempo real los valores de la capacidad de transporte (CdT) de las líneas eléctricas en función de distintas variables medibles que permiten su cálculo. Entre estas variables se tienen condiciones climáticas en el entorno de la línea, medidas de temperatura del conductor en tiempo real y flecha del vano objeto de DLR. Simplificadamente, la aplicación de DLR consiste en calcular la

La monitorización dinámica de la capacidad de transporte (DLR) permite una mayor utilización de la red existente en momentos en que las condiciones ambientales son favorables.

Figura 28. Contribución de diferentes posibilidades técnicas en inercia, control de tensión y Scc

	Inercia	Control de Tensióno	Scc	Madurez tecnológica
Actuaciones en el HVDC LCC	–	+	+	–
Compensadores síncronos	+	++	++	++
FACTS	–	++	+	++

Introducción

Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)

Metodología de análisis

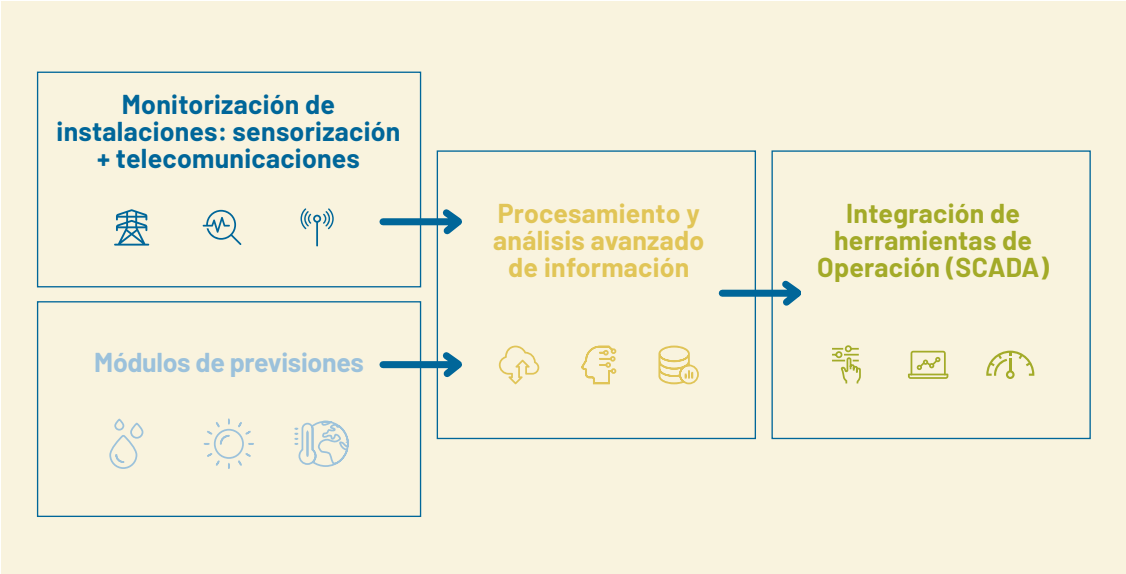
Resultados

Anexos

I: Red de partida

II: Nuevas actuaciones

III: Anexos técnicos



intensidad máxima que puede transportar una línea en función del valor medido de variables ambientales, respetando en todo momento los límites térmicos de la instalación y garantizando las distancias de seguridad establecidas en los reglamentos electrotécnicos. Por lo tanto, los valores de intensidad calculados no provocarían en la instalación ni una degradación ni un envejecimiento prematuro ya que garantizan condiciones de funcionamiento que no superan los límites técnicos (térmicos) de la instalación.

La CdT de una línea aérea, vendrá marcada por el vano (distancia entre dos apoyos) que primero incumpla los límites mencionados anteriormente. De manera similar ocurre en una línea subterránea, donde la CdT vendrá marcada por la sección de cable donde antes se superen las temperaturas admisibles. En consecuencia, operar líneas con DLR significa monitorizar y estimar las condiciones de la línea a lo largo de todo su trazado, un tratamiento de la información para determinar la intensidad máxima admisible en cada instante, así como el desarrollo de modelos de previsión que permitan predecir lo valores estimados de capacidad de transporte para las próximas horas.

En todo caso, el potencial beneficio máximo a obtener por aplicación de DLR es altamente dependiente del elemento en particular: las condiciones ambientales a las que está sometida la línea concreta a lo largo de su trazado y los márgenes de seguridad en distancias utilizados en su diseño serán las que lo determinarán en cada caso. Así, la longitud de la línea, la orografía del terreno que atraviesa, las condiciones climáticas de su entorno... son factores que impactan en el DLR, tanto en el resultado que es posible obtener como en el nivel de monitorización que se requiere.

En la actualidad, hay diversas tecnologías con distinto grado de madurez y fiabilidad para aplicar DLR a un circuito: se dispone de tecnologías basadas en metodologías de monitorización discreta o distribuida, que miden o monitorizan sólo variables ambientales y/o miden variables físicas de la propia instalación. Las características particulares de cada instalación, sus vanos críticos, así como el grado de desarrollo tecnológico que en los próximos años experimente el DLR, determinarán en última instancia la mejor solución para su aplicación a los circuitos de la red de transporte.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

3.4. Análisis de alternativas

Una vez detectadas las principales necesidades en el escenario de estudio con la red de partida - principalmente sobrecargas en la red, vertidos y energía no suministrada- se han ido evaluando posibles soluciones de menor a mayor impacto ambiental y económico, tratando en primer lugar de maximizar el uso de la red existente hasta encontrar una solución viable y suficiente. Una vez identificada esta solución, no se evalúan alternativas de mayor coste o impacto ambiental. El orden definido para la evaluación de posibles soluciones ha sido el siguiente:

- Evaluación de la potencial aplicación de un sistema de actuación automático sobre la generación como herramienta de operación para soslayar la limitación observada.
- Monitorización dinámica de la línea.
- Repotenciación de la línea. En este caso se ha valorado si la repotenciación (aumento de capacidad de transporte de la línea) convencional mediante el retensado de conductores y recrecido de los apoyos para aumentar la distancia al suelo permite incrementar el flujo admisible por la línea resolviendo la necesidad detectada. Si la repotenciación convencional no es suficiente, se pasa a estudiar la repotenciación mediante cambio de conductor considerando también entre las alternativas conductores avanzados de alta temperatura.

Si ninguna de estas soluciones resuelve las necesidades detectadas se plantea la siguiente cartera de soluciones:

- FACTs, desfasadores u otros equipos de control de flujo.
- Apoyo desde redes de mayor tensión (transformadores 400/220 kV en Península o 220/132 kV en islas).
- Instalación, en caso de ser posible, de segundos circuitos.

- Cambios de tensión de circuitos existentes por otros de mayor tensión. Estos requieren la baja de la línea existente y su sustitución por una nueva línea con la capacidad necesaria. Aunque este tipo de actuaciones tienen un coste más elevado, presentan como ventaja evitar el incremento de impacto en el territorio que conlleva el desarrollo de nuevas líneas.
- Nuevas subestaciones a pie de línea.
- Nuevos ejes.

Para la resolución de necesidades se han ido planteando alternativas de menor a mayor impacto ambiental y económico hasta encontrar una que sea válida y suficiente.

Introducción

Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)

Metodología de análisis

Resultados

Anexos

I: Red de partida

II: Nuevas actuaciones

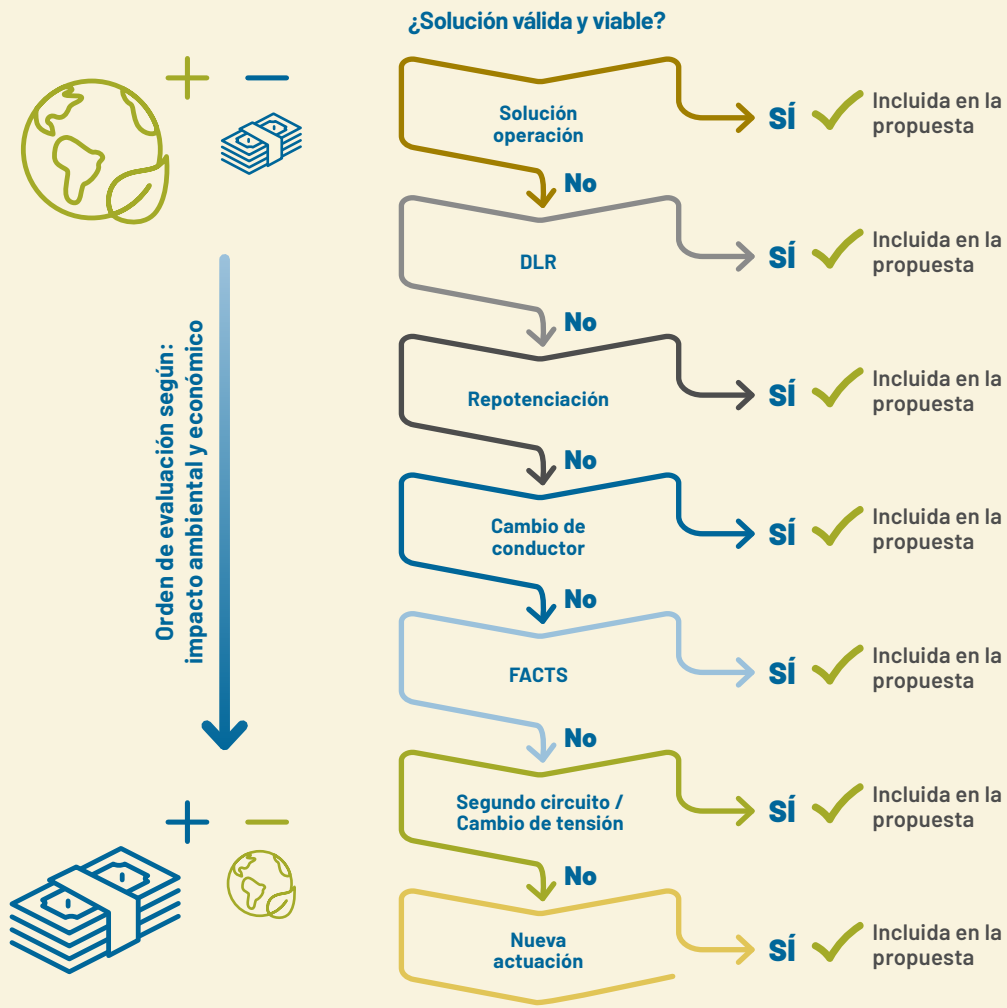
III: Anexos técnicos

En función del tipo de problema o la topología de la red (limitación de evacuación de renovables por potencia de cortocircuito, existencia de ejes en paralelo, flujos inter-zonales, etc.) las soluciones más adecuadas son distintas. Para poder comparar este tipo de alternativas y seleccionar la más adecuada se aplican criterios de viabilidad técnica y medioambiental, análisis coste beneficio (que se describe en detalle en el apartado 1.5 de este documento) y se valora la contribución a los principios rectores de la planificación. Esta metodología maximiza la utilización de las instalaciones existentes, priorizando las repotenciaciones y los cambios de conductor de las líneas existentes frente a la construcción de nuevos trazados o las ampliaciones de subestaciones existentes frente a nuevas subestaciones situadas en nuevas ubicaciones.

Por otra parte, esta metodología, más allá de su estricta aplicación sobre el escenario de estudio, también debe considerar conceptualmente horizontes de más largo plazo en los que, en algún caso, pueden identificarse beneficios adicionales de unas alternativas frente a otras que pueden justificar un coste y/o impacto más elevado.

La siguiente figura muestra un esquema del flujograma de decisión aplicado en la elaboración del plan de desarrollo. Cada uno de los pasos considera la nueva solución planteada ó una combinación con las soluciones planteadas en los pasos previos.

Figura 29. Flujograma de selección de alternativas para la resolución de los problemas de red



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

3.5. Criterios de selección/priorización

Durante la fase previa a la fase de estudios del proceso de planificación 2021-2026 se han recibido propuestas para dar respuesta a necesidades que no surgen de los análisis de seguridad del escenario de estudio, no se recogen de forma explícita en el PNIEC o son requeridas por la normativa. Se han fijado unos criterios objetivos para valorar y priorizar estas actuaciones propuestas por los sujetos.

CRITERIOS DE SELECCIÓN DE NECESIDADES ASOCIADAS AL APOYO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

Las propuestas recibidas de apoyo a la red de distribución se han priorizado atendiendo a los siguientes criterios:

- Cumplimiento de los procedimientos de operación, en concreto el PO.13.1 de Criterios de desarrollo de la red de transporte. Se da especial relevancia al cumplimiento de alcanzar una demanda mínima para conectarse a la red de transporte según el nivel de tensión, a no abrir líneas de interconexión y a evitar incorporar saltos de tensión desde el nivel de 400 kV por debajo de 132 kV.
- Acreditación de una justificación sólida que demuestre que las alternativas de desarrollo en la red de distribución son menos adecuadas por coste o funcionalidad. Se da prioridad a aquellas actuaciones en las que se dispone de un estudio técnico-económico red de transporte-red de distribución elaborado de forma conjunta por los gestores de la red distribución y red de transporte. Se valora la aportación de, al menos, un estudio de las mismas características que el antes mencionado, frente a aquellas propuestas en las que no se identifique alternativa alguna o no se aporten suficientes datos para su valoración.
- Categoría de apoyo a la demanda. Se da prioridad a la resolución de los problemas de alimentación de demanda o calidad de servicio ya existente en la actualidad y relativo a consumos singulares frente a crecimientos vegetativos y nuevas demandas, valorando su nivel de incertidumbre. El crecimiento de demanda, con carácter general, no es el principal motor de la planificación 2021-2026 por sus crecimientos contenidos que supone el escenario de estudio. No obstante, es necesario atender aquellos casos de zonas con necesidades o evoluciones particulares.
- Compatibilidad con el valor de indicador de éxito para el despliegue de generación renovable descrito en el apartado 2.2, en aquellas propuestas en las que se justifica un refuerzo en la interfaz transporte-distribución por la integración de energías renovables en la red de distribución.
- Contribución especial a los principios rectores.
- Compatibilidad con un funcionamiento seguro de la red de transporte.
- Viabilidad física y medioambiental.

Se han fijado unos criterios objetivos para la selección de propuestas remitidas por los sujetos cuyo análisis no es posible únicamente desde los estudios de seguridad del sistema desde el punto de vista de la red de transporte.

Introducción

Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)

Metodología de análisis

Resultados

Anexos

I: Red de partida

II: Nuevas actuaciones

III: Anexos técnicos

CRITERIOS DE SELECCIÓN DE NECESIDADES ASOCIADAS A CONSUMIDORES CONECTADOS A LA RDT

La alimentación de corredores ferroviarios se ha incorporado en su totalidad al plan siempre que la fecha de necesidad recogida en la propuesta estuviera dentro del horizonte de planificación.

Por otra parte, la alimentación desde la red de transporte a grandes consumidores se ha incorporado cuando se ha podido verificar el cumplimiento de los procedimientos de operación y la viabilidad de la conexión. En caso de conexiones inviables se ha planteado una alternativa.

CRITERIOS DE SELECCIÓN DE PROPUESTAS DE RENOVACIÓN DE INSTALACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE

Las propuestas de renovación de elementos de la red de transporte en servicio recibidas durante la fase de propuestas se han analizado y priorizado según los siguientes criterios:

- Instalaciones con afección a la capacidad de intercambio en interconexiones internacionales o a los enlaces entre sistemas para garantizar el apoyo mutuo para la seguridad de suministro y garantizar los valores de capacidad de intercambio.
- Criticidad del elemento para la seguridad del suministro de una zona amplia del sistema.
- Posible afección del elemento al medio ambiente en especial por la utilización en el caso de cables subterráneos de tecnologías de aislamiento utilizando aceite.
- En el caso de líneas aéreas o cables subterráneos, posibilidades de que con la renovación del activo se produzca un aumento significativo en la capacidad de transporte en aquellas líneas en las que el análisis del escenario base con la red de partida identifican necesidades de refuerzo.
- En el caso de subestaciones, los factores considerados son la topología y configuración, criticidad de la subestación teniendo en cuenta la demanda suministrada desde ella, generación acoplada en el sistema a través de ella, número de posiciones, utilidad de la subestación durante los procesos de reposición del servicio, facilidad de concesión de trabajos garantizando el cumplimiento de los criterios de funcionamiento y seguridad del sistema eléctrico, potencia de cortocircuito y tiempo crítico.
- Grado de envejecimiento y/o de obsolescencia tecnológica del elemento y disponibilidad de repuestos.

De conformidad con estos criterios, se incorpora una parte de las propuestas de renovación recibidas dentro del plan de desarrollo de la red de transporte con horizonte 2021-2026. En algunos casos la renovación de la instalación será completa mientras en otros casos su alcance se limitará a la renovación de parte de sus componentes. Estas actuaciones permiten también el mayor y mejor uso de las infraestructuras existentes.

Introducción

Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)

Metodología de análisis

Resultados

Anexos

I: Red de partida

II: Nuevas actuaciones

III: Anexos técnicos

3.6. Análisis coste-beneficio

La valoración de las actuaciones para la elaboración del plan de desarrollo de la red en 2021-2026, en sintonía con las mejores prácticas internacionales, se ha abordado con la combinación del análisis coste-beneficio (indicadores monetizados) y la evaluación multicriterio (indicadores no monetizados) incorporando indicadores que permiten evaluar el grado de cumplimiento de los principios rectores definidos para la Planificación. Los indicadores utilizados están en su mayoría inspirados en la metodología CBA 2.0[25] de ENTSO-E aprobada por la Comisión Europea en 2018 tras consulta pública de la misma. Es importante señalar que los análisis tienen siempre un enfoque desde el punto de vista de la sociedad, es decir, se evalúan los beneficios y costes para la sociedad entendiendo ésta como el conjunto de usuarios del sistema eléctrico. Los costes considerados reflejan los costes de inversión en la red de transporte que serían retribuidos según establece la normativa de aplicación vigente.

Un análisis coste-beneficio multicriterio permite valorar distintas dimensiones del beneficio de una actuación en la red de transporte.

25 https://tyndp.entsoe.eu/cba/.

3.6.1. Metodología de evaluación de actuaciones

El análisis coste-beneficio se lleva a cabo sobre actuaciones o conjuntos de varias instalaciones que aportan de forma agregada una funcionalidad al sistema y no sobre instalaciones individuales. Esta evaluación garantiza que se identifican los beneficios en su totalidad, lo cual no sería posible si dejase de considerarse en el análisis alguna de las instalaciones que forman parte de la agrupación ya que, en ese caso, su funcionalidad no sería completa.

La evaluación se basa en una metodología PINT (Put IN one at the Time) comúnmente utilizada en ENTSOE en la que se evalúa la aportación de cada actuación comparando los principales indicadores de beneficio en dos escenarios, uno de referencia en el que se modela la red de referencia y otro en el que se añade la actuación que se está evaluando.

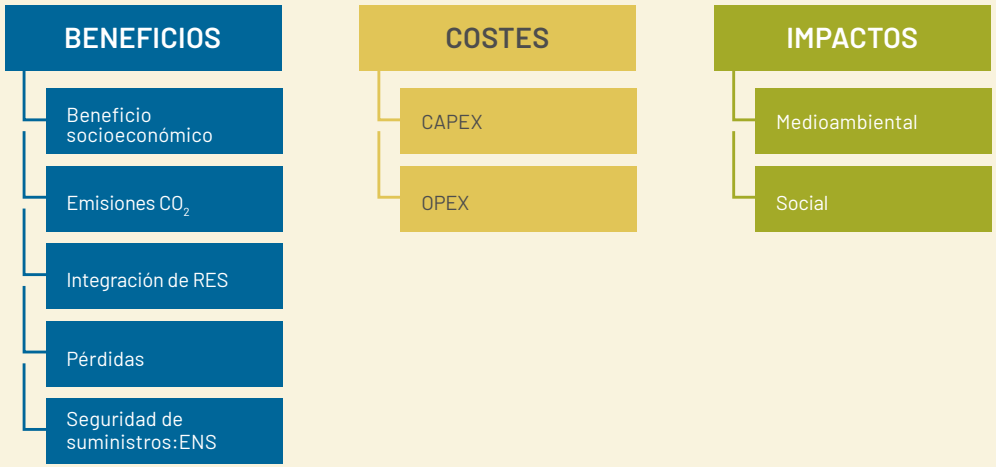
En algún caso particular, cuando la actuación en estudio por su complejidad puede evaluarse por fases o se encuentra condicionada o muy relacionada con otras actuaciones que pueden desvirtuar significativamente un análisis PINT, se opta por una metodología PINT secuencial. En este caso, se evalúan los beneficios de cada fase de una actuación compleja o los que se derivan de una actuación respecto a una red de referencia en la que, además de la red de partida, se considera la puesta en servicio previa de las actuaciones interrelacionadas o que afectan a los beneficios de la actuación en estudio. Se ha aplicado la metodología PINT secuencial al enlace Tenerife-La Gomera considerando ya en servicio las actuaciones del anillo oeste de Tenerife, al nuevo enlace con Marruecos considerando ya en servicio el resto de las actuaciones peninsulares y a las fases en la actuación de refuerzo de la interconexión Península-Baleares.

La metodología CBA de ENTSOE no es de aplicación en el caso de actuaciones para dar respuesta a necesidades asociadas a la alimentación de la demanda excepto en los casos en que la actuación resuelve una situación de energía no suministrada acorde a procedimientos de operación. En concreto, no es posible evaluar en el marco de esta metodología las actuaciones cuya finalidad es dar respuesta a problemas en la red de distribución, facilitar la alimentación de consumidores desde la red de transporte o mejorar la seguridad de grandes consumos industriales ya conectados a la red de transporte. Esta misma circunstancia se produce en las actuaciones para garantizar la seguridad de suministro.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

3.6.2. Indicadores de la metodología de evaluación de actuaciones

Figura 30. Indicadores en el análisis coste -beneficio multicriterio



3.6.2.1. Beneficios

BENEFICIO SOCIOECONÓMICO

El beneficio socioeconómico se evalúa como la reducción del coste variable de generación que aporta una actuación en la red de transporte: la reducción de sobrecargas no admisibles en el sistema tiene como resultado la reducción de programación de generación específicamente para aliviar las situaciones no admisibles que, en general, supone un sobrecoste para el sistema. En el caso de limitaciones a la integración de la generación renovable, la actuación reduce los vertidos de energía primaria y, a la vez, reduce necesidad de sustitución de esta generación – la que presenta un menor coste variable - por generación térmica. La reducción de vertidos de generación renovable, en principio, también reduce la necesidad de sustituir generación renovable por otras tecnologías con un coste variable mayor.

Los indicadores de evaluación de actuaciones se pueden agrupar en beneficios, costes e impactos.

La monetización del beneficio socioeconómico está constituida por la monetización de los indicadores de reducción de: costes variables de generación, pérdidas del sistema, vertidos de energía renovable, emisiones de CO_2 y energía no servida. Todos ellos están interrelacionados y en el proceso de optimización se consideran simultáneamente de forma que no resulta posible desagregar el efecto monetizado individual de cada uno de ellos.

Por tanto, para calcular el beneficio socioeconómico se calcula la diferencia entre el valor del coste variable de generación sin y con la actuación que se evalúa. Para la evaluación del coste variable de generación del sistema se utilizan los costes de combustible, de CO_2, y de operación y mantenimiento obtenidos del PNIEC. Los costes de arranque de grupos considerados son los utilizados en la planificación europea previa al inicio de la presente planificación (TYNDP 2018).

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Figura 31. Hipótesis de costes variables de generación. Costes de combustible, de emisiones de CO_2 y de O&M considerados en la evaluación de actuaciones

	Sistema peninsular	Sistema balear	Sistemas canarios	Sistema ceutí
Precio de emisiones (€/kg)				
	0,0233	0,0233	0,0233	0,0233
Precio de combustible (€/GJ)				
Nuclear	0,5			
Gas natural	8,2	7,8		
Fuelóleo		11,7	11,5	11,6
Gasóleo		16,5	15,2	15,3
Diésel			15,3	
Costes variables de O&M (€/MWh)				
Nuclear	9			
Ciclo combinado	2,3	22,6	18,1	
Motor Diésel		16,5	23,7	34,6
Turbina de vapor			5,4	
Turbina de gas		21,6	27,5	32,8

Nota: los datos de costes de combustibles y de operación y mantenimiento de los sistemas no peninsulares se basan en los costes reconocidos según la legislación vigente, RD 738/2015 y actualizaciones posteriores. Ya que existen valores por tecnologías y grupos se presenta un valor medio por sistema.

VARIACIÓN DE LAS EMISIONES DE CO_2

El indicador de variación de las emisiones de CO_2 cuantifica el cambio en el volumen de emisiones de CO_2 en el sistema como consecuencia de los beneficios aportados por la actuación analizada.

Las actuaciones a evaluar pueden posibilitar la producción de generación de menor coste, principalmente de origen renovable, que reemplazaría a generación de coste superior y, generalmente, con mayores emisiones de CO_2.

Para calcular la variación de emisiones de CO_2 se calcula la diferencia entre el valor de emisiones de CO_2 sin y con la actuación evaluada. Su monetización ya se encuentra incluida en el indicador de beneficio socioeconómico.

Introducción

Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)

Metodología de análisis

Resultados

Anexos

I: Red de partida

II: Nuevas actuaciones

III: Anexos técnicos

INTEGRACIÓN DE RENOVABLES

El indicador de integración de generación renovable cuantifica la contribución de la actuación en evaluación a la integración de generación renovable en el sistema y a la minimización de los vertidos de energía primaria impuestos por la red de partida. Representa el valor de los vertidos de renovables evitados (MWh/año) debido a que la actuación reduce o evita la necesidad de aplicación del mecanismo de restricciones técnicas por sobrecargas en la red o control de la tensión y la sustitución de generación renovable y por generación convencional.

Para calcular el indicador de integración de generación renovable se comparan los vertidos evitados por restricciones técnicas con y sin la actuación evaluada lo que equivale al incremento en la integración de generación renovable que se consigue con la actuación. Su monetización está incluida en el indicador de beneficio socioeconómico.

PÉRDIDAS

El indicador de pérdidas en la red de transporte sirve para medir la eficiencia energética de una actuación en cuanto a la reducción de pérdidas en la red. Con carácter general, se podrían plantear actuaciones que permitan acercar la generación al consumo reduciendo las pérdidas y aumentando la eficiencia del sistema. Debe destacarse que, lo habitual en sistemas con un elevado peso de generación renovable es que ésta se encuentre concentrada en zonas de elevado recurso que no se sitúan necesariamente cerca de los puntos de alimentación del consumo. Esta circunstancia hace que se incremente el transporte de esta energía renovable hacia los puntos de consumo y, en consecuencia, tiene como resultado un incremento del valor de pérdidas globales del sistema.

Para calcular el indicador de pérdidas se calcula la variación de pérdidas sin y con la actuación evaluada. Su monetización se encuentra incluida en el indicador de beneficio socioeconómico.

SEGURIDAD DE SUMINISTRO: REDUCCIÓN DE LA ENS

Los indicadores de seguridad de suministro evalúan y cuantifican la aportación de una actuación para garantizar el suministro en el periodo de análisis, bien por reducción de la energía no suministrada o por la reducción de la generación necesaria.

El indicador de educción de la ENS se calcula comparando los resultados del valor de Energía No Suministrada (ENS en MWh/año) sin y con la actuación evaluada. La monetización de la ENS se obtendrá multiplicándola por un valor de demanda no suministrada o VOLL (Value of Lost Load) por un precio de 6.350 €/MWh, basado en la mejor referencia de la que se dispone actualmente para España[26].

SEGURIDAD DE SUMINISTRO: REDUCCIÓN DE GENERACIÓN NECESARIA EN SISTEMAS INSULARES

En el caso particular de los sistemas no peninsulares en los que la garantía de la cobertura de la demanda requiere la instalación de nueva generación, las actuaciones que consisten en la interconexión de sistemas pueden presentar como beneficio la reducción de la instalación de generación necesaria para garantizar la cobertura de la demanda.

Así, en algunos sistemas aislados – Ceuta, Tenerife y la Gomera – se requiere generación adicional para alcanzar el grado de cobertura de la demanda establecido en la normativa[27]. Las actuaciones planteadas de interconexión en estos sistemas permiten reducir el valor de generación adicional requerida ya que, en el sistema resultante con la interconexión, la gestión de generación permite compartir la generación disponible y, en consecuencia, reducir las necesidades que presentaban de forma aislada.

Para las actuaciones de interconexión de sistemas aislados este indicador se calcula como la diferencia entre el valor de nueva generación que se requiere instalar en los sistemas para garantizar la cobertura de la demanda como sistemas aislados respecto al valor de generación requerida cuando están interconectados una vez en servicio la actuación.

Se mide en MW y se define como la capacidad de generación que no sería necesario instalar como resultado de considerar en servicio la actuación que se evalúa. Este indicador es de especial relevancia cuando se evalúan enlaces que interconectan dos sistemas o islas, como el enlace Península-Ceuta o el enlace Tenerife-La Gomera. La monetización de este indicador se calcula como el ahorro anual correspondiente a la retribución, tanto por inversión como por operación y mantenimiento -según los valores estándar recogidos en el RD/738/2015, de 31 de julio-, que correspondería a la potencia adicional de generación que es evitada con la actuación en estudio.

26 "The costs of electricity interruptions in Spain. Are we sending the right signals?" Pedro Linares, Luis Rey, Alco Foundation, 2012".
27 El Real Decreto 738/2015 establece un valor máximo de LOLE mensual de 0,2 horas/mes para los sistemas de los territorios no peninsulares.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

3.6.2.2. Costes

CAPEX

El CAPEX (Capital Expenditure) considera los costes de inversión (M€) asociados a la actuación evaluada y considera tanto el asociado a nuevas instalaciones como al refuerzo de instalaciones existentes.

Dado que el enfoque del análisis CBA, como se ha mencionado anteriormente, es desde el punto de vista del sistema, el coste utilizado para las inversiones en la red de transporte se ha calculado sobre la base de los costes reconocidos para las instalaciones de transporte con lo indicado en la Orden IET/2659/2015. Para aquellas actuaciones que no disponen de estándar retributivo, se utiliza el coste de inversión calculado con la mejor información disponible y es proporcionado por el gestor de la red de transporte.

OPEX

El OPEX (Operational Expenditure) considera los costes de operación y mantenimiento (M€/año) asociados a las actuaciones, nuevas o refuerzo de infraestructuras existentes, que conforman la actuación de desarrollo de la red de transporte en evaluación. Se han considerado los costes reconocidos para las instalaciones de transporte según lo indicado en la Circular 7/2019 de la CNMC[28].

Para aquellas instalaciones que no tienen un estándar retributivo reconocido, se considera un coste de operación y mantenimiento basado en la mejor información disponible proporcionada por el Transportista.

3.6.2.3. Impactos

El impacto medioambiental caracteriza el potencial impacto del proyecto proporcionando una medida de la sensibilidad medioambiental asociada al proyecto. El impacto social caracteriza el impacto del proyecto en la población, con el propósito de reflejar una medida de la sensibilidad social asociada al proyecto. Ambos indicadores se consideran de manera cualitativa y simplificada, y tendrán en cuenta la filosofía plasmada en la Evaluación Ambiental Estratégica.

La evaluación específica del impacto medioambiental y social del plan en su globalidad y sus alternativas corresponderá a la Evaluación Ambiental Estratégica del plan. Por otra parte, la evaluación concreta de cada proyecto planificado se lleva a cabo en la Declaración de Impacto Ambiental durante la fase de tramitación.

3.6.2.4. Rentabilidad de la inveresión para el sistema: VAN

El cálculo del Valor Actual Neto (VAN) de las actuaciones analizadas, se ha regido bajo los siguientes principios:

- Se ha considerado el resultado obtenido de las simulaciones con horizonte 2026 para los indicadores (beneficios y costes) monetizados, aplicados de forma constante durante todos los años de vida útil del proyecto.
- Los beneficios y costes están calculados a costes nominales de 2021.
- El periodo de análisis empieza con la fecha de puesta en servicio estimada del proyecto.
- Tasa de descuento (rentabilidad de la inversión) de 4 %, utilizando las recomendaciones de la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER), para proyectos de red de transporte de electricidad.
- Se ha considerado la vida útil de las instalaciones en función de su tipología. Con carácter general, se consideran 40 años para instalaciones de la red de transporte excepto para compensadores síncronos que se consideran 25 años y 12 años en el caso de DLRs.
- Valor residual del proyecto al finalizar su vida útil: 0.

Con carácter general, una actuación podría considerarse justificada económicamente si su VAN es positivo. No obstante, en caso de que una actuación no tenga un VAN positivo no se puede concluir directamente que el proyecto sea prescindible. En este caso, será necesario valorar otros posibles beneficios no monetizados que complementan la justificación de la actuación.

28 Circular 7/2019, de 5 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado que se emplearán en el cálculo de la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

4

Resultados

4.1. ¿Qué pasaría si no se construye red de transporte más allá de la red de partida?

4.2. ¿Qué pasaría con una red de transporte sin limitaciones?

4.3. Diseño de la red de transporte planificada

4.4. Análisis de las nuevas necesidades de la red de transporte

4.5. Principales actuaciones planificadas

4.6. Impacto del desarrollo de la RDT

4.7. Datos clave del plan de desarrollo 2021-2026

4.8. Proyectos necesarios más allá de 2026

4.9. Mapas

- 4.9.1. Península
- 4.9.2. Detalle Península
- 4.9.3. Baleares
- 4.9.4. Canarias

4.1. ¿Qué pasaría si no se construye red de transporte más allá de la red de partida?

SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR

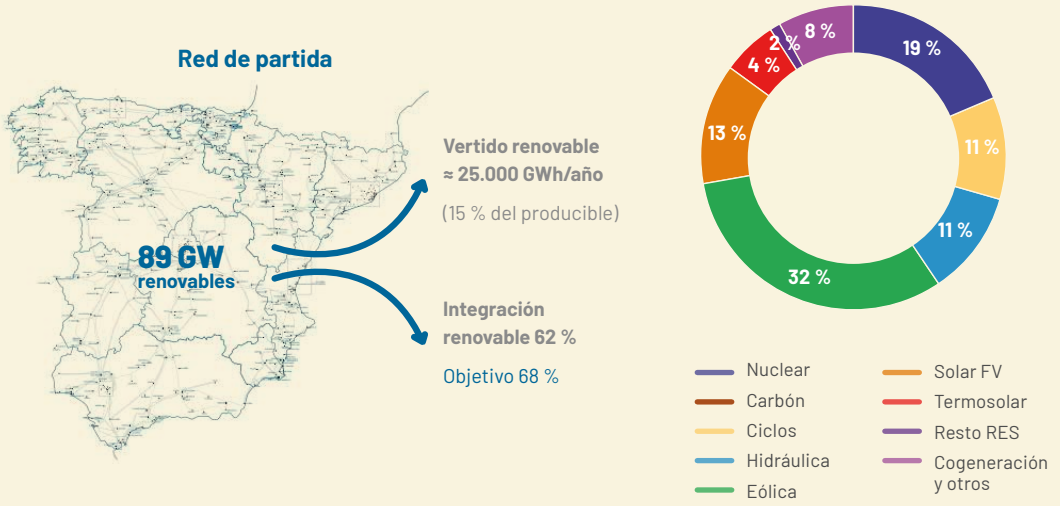
Del análisis de los resultados obtenidos considerando el escenario de estudio (demanda y generación de la planificación indicativa) sin contar con desarrollos de la red de transporte adicionales a la red de partida, se desprende que las posibilidades del sistema eléctrico de alcanzar los objetivos de política energética establecidos en el PNIEC disminuirían significativamente.

Sin desarrollo de red no se cumplen los objetivos de política energética.

La red de partida podría ofrecer posibilidades de conexión a la mayoría de la generación renovable considerada. No obstante, las limitaciones en la red imposibilitarían un valor de integración acorde con los objetivos y se producirían importantes vertidos. Además, en su lugar sería necesario la programación de un elevado contingente de generación térmica por restricciones técnicas, con el consiguiente aumento de emisiones asociados y costes variables. En los escenarios futuros, la integración de renovables y la resolución de restricciones técnicas están íntimamente relacionadas siendo muy difícil su distinción en la mayoría de los casos.

En definitiva, en caso de disponer únicamente de la red de partida, en 2026 no se podrían integrar 25 000 GWh/año de producible renovable por limitaciones en la red de transporte y se tendría un vertido de producción renovable respecto a su potencial producción cercano al 15 %. La participación de renovables sería el 62 % del valor total de generación eléctrica, 6 puntos porcentuales por debajo del 68 % valor que marcaría en 2026 la senda de cumplimiento de PNIEC. Debido a estos valores de reducción de producción y, por ende, de rentabilidad de las instalaciones renovables, la ausencia de un desarrollo de la red de transporte adicional a la red de partida podría llevar a la decisión por parte de los promotores de futura generación renovable a reducir sus planes de despliegue de generación, lo que ralentizaría la transición energética.

Figura 32. Principales resultados de un escenario que cuente sólo con la red de partida. El gráfico circular representa la contribución de cada tecnología a la cobertura de la demanda



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

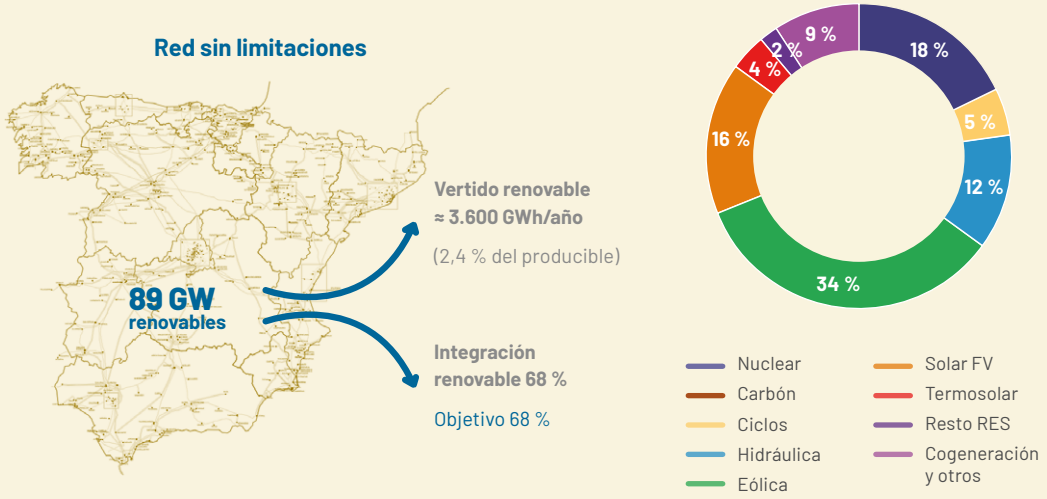
4.2. ¿Qué pasaría con una red de transporte sin limitaciones?

SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR

Con objeto de evaluar cuál es el potencial máximo de mejora que se podría alcanzar mediante un desarrollo ideal de la red de transporte, se compara la situación anterior con la situación óptima en la que la red no suponga ninguna restricción a los flujos de energía, es decir con una red sin limitaciones. En esta red ideal los vertidos de renovables se reducen drásticamente permitiendo el cumplimiento de los objetivos de política energética establecidos en el PNIEC.

Una mayor integración de generación renovable no es posible únicamente mediante el desarrollo de la red de transporte siendo necesario contar con herramientas complementarias, en particular, de almacenamiento gestionado con el objetivo de maximizar el aprovechamiento del recurso renovable en su conjunto.

Figura 33. Principales resultados de un escenario que cuente sólo con una red sin limitaciones. El gráfico circular representa la contribución de cada tecnología a la cobertura de la demanda



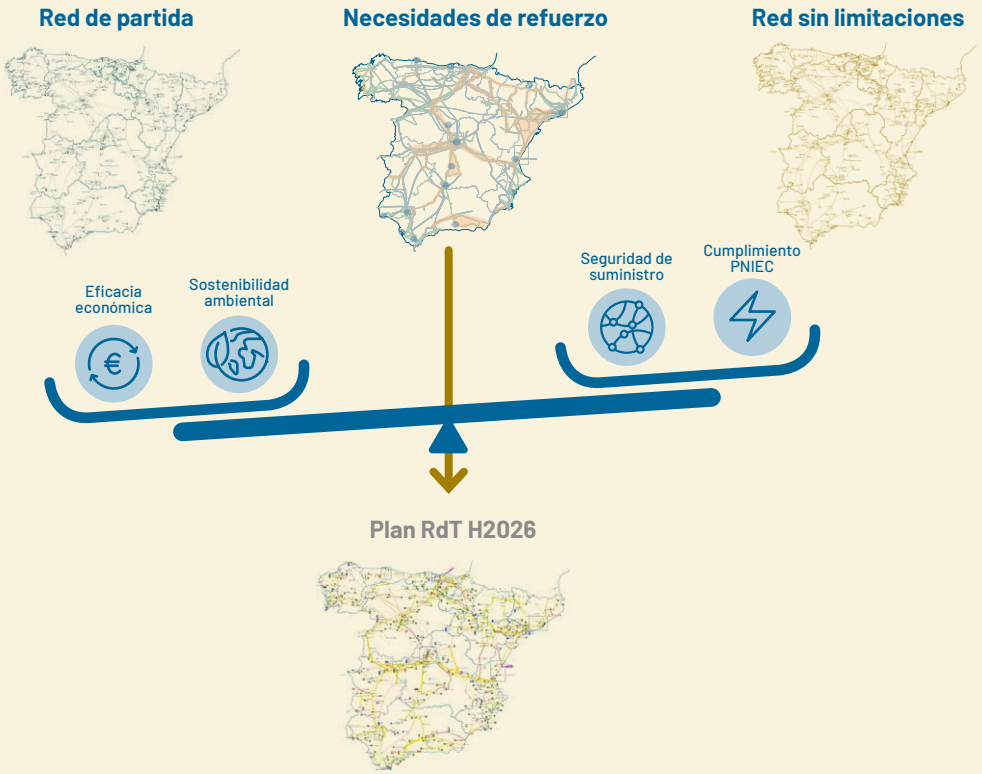
Una red sin limitaciones permitiría cumplir los objetivos de política energética si bien su desarrollo tendría un elevado impacto social y medioambiental y costes de inversión que superan los límites establecidos.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

4.3. Diseño de la red de transporte planificada

Una red de transporte sin limitaciones como la anteriormente descrita permitiría cumplir con la senda prevista en el PNIEC de evolución del sistema eléctrico y garantizar la seguridad de suministro. Sin embargo, para conseguirla se requeriría la construcción de una magnitud importante de nuevas actuaciones cuyo impacto ambiental y social, y coste de inversión podría afectar el equilibrio de principios rectores. Por ello, partiendo del análisis de las limitaciones y flujos que se observan en el escenario de estudio con red de partida se han evaluado las posibles actuaciones alternativas que pueden resolverlas para finalmente incorporar al plan de desarrollo sólo aquellas alternativas que permiten equilibrar la consecución de los objetivos energéticos, seguridad suministro, sostenibilidad medioambiental y eficiencia económica.

Figura 34. Proceso de diseño del plan de desarrollo de la red de transporte para el horizonte 2026



La red planificada se sitúa entre la red de partida y la red sin limitaciones para permitir el equilibrio entre los objetivos de política energética, la seguridad de suministro, la sostenibilidad económica y el compromiso medioambiental.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

4.4. Análisis de las nuevas necesidades de la red de transporte

SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR

El escenario de estudio para el horizonte 2026 muestra un cambio sustancial en el funcionamiento que se requiere de la red de transporte ya que aparecen nuevas zonas de inyección de generación. En efecto, la sustitución de la energía generada por las instalaciones de carbón y ciclo combinado por la proporcionada por las instalaciones de generación renovable provoca no sólo un cambio en las tecnologías de generación sino también en la ubicación de los principales puntos en que se inyecta la generación. Sin embargo, en el horizonte de estudio no se observan cambios relevantes en la distribución geográfica del consumo. En consecuencia, aparecen nuevos flujos de transporte de energía desde las grandes cuencas de renovables hacia las zonas de concentración del consumo eléctrico.

El cambio en los flujos de transporte no se limita a una modificación de la distribución geográfica general, sino que, debido a la variabilidad de la generación renovable, se observa una mayor variabilidad de las necesidades impuestas a la red de transporte; variabilidad mucho más pronunciada que la que hasta ahora caracterizaba las situaciones de funcionamiento del sistema eléctrico. Así, de un escenario que claramente podía identificarse con patrones diarios conocidos según la demanda eléctrica (situación punta, llano, valle, fin de semana), se pasará a un escenario en el que la producción potencial de generación renovable y su ubicación serán las que fundamentalmente caractericen los flujos que debería soportar la red de transporte. Se darán situaciones muy variadas: fotovoltaica elevada en el área sur con generación eólica elevada en el área noroeste, fotovoltaica reducida y generación eólica elevada en el área noreste...

Además de la multiplicación del número de patrones en el funcionamiento del sistema, la transición entre unas situaciones y otras se producirá de forma mucho más frecuente. Mientras los patrones conocidos hasta ahora presentan fundamentalmente un carácter diario, en el escenario de estudio en un mismo día se presentarán situaciones de funcionamiento radicalmente distintas, que supondrán un reto para la operación del sistema.

Los grandes flujos de transporte de generación hacia consumo cambian geográficamente y son variables a lo largo de un día.

Introducción

Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)

Metodología de análisis

Resultados

Anexos

I: Red de partida

II: Nuevas actuaciones

III: Anexos técnicos

En el escenario de estudio 2026, el efecto general del conjunto de la nueva generación renovable sobre los principales flujos del sistema se traduce en un aumento en el número de horas en las que se invierten los, hasta ahora, habituales flujos Norte-Sur y Oeste-Este por flujos Sur-Norte y Este-Oeste. Así se identifican zonas de la red cuyo balance generación-demanda se modifica significativamente pasando a ser más importadoras (menos exportadoras) como Asturias, País Vasco o Cataluña mientras otras pasan a constituirse como netamente exportadoras como Andalucía, Aragón, Castilla la Mancha o Extremadura.

Este cambio tiene en algún caso un efecto de reducción de los flujos de la red de transporte, como por ejemplo en horas con alta generación fotovoltaica conectada en zonas cercanas a grandes centros de consumo. Sin embargo, en un gran número de horas se observa un incremento significativo en los flujos en la red de transporte debido a la menor generación en centrales de ciclo combinado localizadas cerca de demandas significativas, como Cataluña. Dicha producción es sustituida por producción renovable que debe ser transportada desde zonas más alejadas: en algunas ocasiones desde Andalucía Oriental y Levante y en otras desde Aragón, Castilla la Mancha o Navarra.

La red de partida, diseñada en su día para una composición de la generación muy diferente al ahora considerado, permite atender con suficiente solvencia a los flujos entre la generación y la demanda de corto plazo. Sin embargo, no presenta el mismo grado de preparación para soportar los nuevos flujos de energía derivados de la inyección de generación de las nuevas instalaciones renovables del escenario de estudio (aprox. 18 GW nuevos de generación eólica y 19 GW nuevos de generación fotovoltaica).

Por ejemplo, el incremento de la generación eólica en Galicia puede ser atendido por la red de partida dado que la sustitución de generación con carbón de la zona por generación eólica no hace aflorar nuevas necesidades de desarrollo de la red de transporte. En el extremo opuesto se sitúan, por ejemplo, Castilla La Mancha y Andalucía, que, con la instalación de importantes contingentes de generación fotovoltaica requiere, en escenarios diurnos, hacer posible el transporte de esta energía renovable y, en consecuencia, afloran importantes necesidades de refuerzo de la red de transporte en estas zonas.

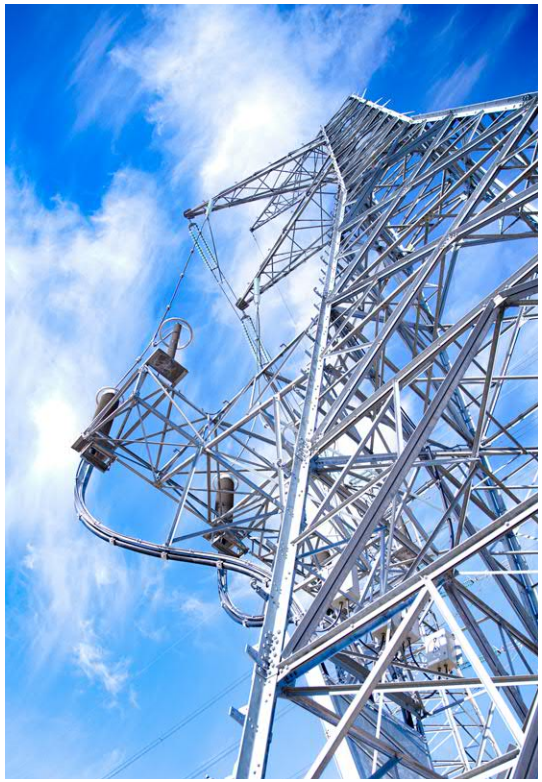


Figura 35. Flujos predominantes en Península en el escenario de estudio

Introducción

Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)

Metodología de análisis

Resultados

Anexos

I: Red de partida

II: Nuevas actuaciones

III: Anexos técnicos

INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

Adicionalmente, la consideración en el escenario de estudio de los refuerzos de las interconexiones internacionales para avanzar en la integración del Mercado Interior de la Energía europeo deriva en cambios en los flujos de transporte, especialmente en la zona norte y noroeste de la Península, que deben atenderse con el desarrollo de la red de transporte planificada. En el horizonte 2026 se recoge el refuerzo de la interconexión norte entre España y Portugal, así como la construcción de la nueva interconexión entre España y Francia por el golfo de Vizcaya; una nueva interconexión España-Andorra y un nuevo circuito en la interconexión España-Marruecos en línea con los acuerdos gubernamentales y las consignas de la política energética europea.

SISTEMAS NO PENINSULARES

En lo que respecta a los sistemas no peninsulares, el parque de generación térmica presenta, con carácter general, un coste significativamente más elevado que en el sistema peninsular por lo que la integración de renovables resulta, adicionalmente a su aportación a los objetivos de descarbonización, muy ventajosa en términos de reducción de costes de generación.

Sin embargo, al estar compuestos de sistemas eléctricos de reducido tamaño, y en algunos casos débilmente interconectados, sus posibilidades para la integración de un parque de generación renovable relevante son más limitadas. Así, el desarrollo adicional de la red de transporte en los sistemas no peninsulares y, en particular, el desarrollo de enlaces entre islas juega un papel imprescindible para posibilitar su evolución en la línea definida por el PNIEC.

En este sentido el plan incluye el refuerzo de la interconexión existente entre Península y Baleares y entre islas del sistema balear, así como la construcción del primer enlace entre la Península y Ceuta y entre Tenerife y la Gomera.

En el caso particular de Baleares, cabe destacar que la actuación para el refuerzo de su interconexión con la Península planificada comprende un conjunto de elementos complementarios entre sí: nuevo enlace HVDC entre la Península y Mallorca junto con componentes plenamente integrados en la red[29] como compensadores síncronos en Mallorca y un sistema de baterías en las islas de Menorca e Ibiza. Esta actuación permite además de la conexión eléctrica adicional entre sistemas, maximizar su utilización para incrementar el intercambio desde la Península – sistema con un elevado grado de participación renovable – hacia Baleares mejorando la eficiencia, coste y seguridad de suministro del sistema balear. Con la incorporación tanto de la actuación de refuerzo de la interconexión con la Península como los nuevos enlaces Ibiza-Formentera no se producen cambios importantes en los flujos en la red interna de las islas frente a los actuales. Este efecto es consecuencia de la elección del punto de conexión del nuevo enlace HVDC entre la Península y Mallorca que vendrá a sustituir la aportación de la generación de carbón de los grupos de Alcudia.

En cuanto a los sistemas eléctricos de Canarias, habida cuenta del despliegue de generación renovable que ya se ha llevado a cabo, así como el potencial desarrollo hasta 2026 de generación renovable, se observan importantes limitaciones de transporte entre las zonas de gran potencial renovable, sureste de Tenerife y sureste de Gran Canaria, y el norte de ambas islas dónde se concentra, entre otros, el consumo de las zonas capitalinas.

En Baleares no se producen grandes cambios en los flujos debido a la adecuada selección del punto de llegada del segundo enlace con Península. En Canarias se deben reforzar los flujos norte – sur en las islas grandes.

29 El Real Decreto Ley 29/2021 de 22 de diciembre introduce en el Art 34.1 de la Ley del Sector Eléctrico los componentes de red plenamente integrados, incluidas las instalaciones de almacenamiento como aquellos que se utilizan para garantizar un funcionamiento seguro de la red de transporte y no a efectos de balance o gestión de congestiones.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

4.5. Principales actuaciones planificadas

Tras el análisis de las necesidades de la red y el estudio exhaustivo de las diferentes alternativas que permiten abordarlas desde el punto de vista de sostenibilidad económica y medioambiental, se plantean, adicional a la red de partida, un conjunto de actuaciones de desarrollo de la red de transporte en el horizonte 2021-2026 adicional a la red de partida que se detalla a continuación por categorías:

Renovación de la red de transporte existente

1 RdT_RENOVE: Renovación de los activos de transporte

Necesidades de operación

2 AUT24: Plan de reposición del servicio; necesidades por autonomía 24h

3 DESP_TELE: Despachos de telecontrol y sistemas

4 FACTS: Apoyo a la red de transporte con FACTs

5 COMP_ICA: Apoyo a la integración renovable con compensadores síncronos

6 PEN_REAS: Reactancias para control de tensión en sistema eléctrico peninsular (SEPE)[30]

7 TNP_REAS: Reactancias para control de tensión en Baleares

Alimentación de ejes ferroviarios

8 AF_01: Alimentación eje ferroviario Bobadilla-Algeciras

9 AF_02: Alimentación eje ferroviario Burgos-Vitoria

10 AF_04: Alimentación eje ferroviario Granada-Almería

11 AF_05: Alimentación eje ferroviario Madrid-Albacete-Alicante-Valencia

12 AF_06: Alimentación eje ferroviario Murcia-Almería

13 AF_07: Alimentación eje ferroviario Murcia-Cartagena

14 AF_08: Alimentación eje ferroviario Palencia-Santander

15 AF_09: Alimentación eje ferroviario Puertollano-Mérida

16 AF_10: Alimentación eje ferroviario Sevilla-Huelva

17 AF_11: Alimentación eje ferroviario Toledo-Navalmoral-Cáceres-Badajoz

18 AF_12: Alimentación eje ferroviario Vigo-Orense-Lugo-Coruña

19 AF_13: Alimentación eje ferroviario Zaragoza-Teruel-Sagunto

20 AF_14: Alimentación eje ferroviario Alicante-Crevillente

Apoyo a la red de distribución

21 APD-AND: Apoyo a la red de distribución en Andalucía

22 APD-ARA: Apoyo a la red de distribución en Aragón

23 APD-AST: Apoyo a la red de distribución en Asturias

24 APD-CAN: Apoyo a la red de distribución en Cantabria

25 APD-CAT: Apoyo a la red de distribución en Cataluña

26 APD-CLM: Apoyo a la red de distribución en Castilla-La Mancha

27 APD-CVA: Apoyo a la red de distribución en C. Valenciana

28 APD-CYL: Apoyo a la red de distribución en Castilla y León

29 APD-EXT: Apoyo a la red de distribución en Extremadura

30 Las reactancias tienen como función principal resolución de restricciones técnicas asociadas a control de tensión.

Introducción

Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)

Metodología de análisis

Resultados

Anexos

I: Red de partida

II: Nuevas actuaciones

III: Anexos técnicos

30 APD-GAL: Apoyo a la red de distribución en Galicia

31 APD-IBA: Apoyo a la red de distribución en Baleares

32 APD-ICA: Apoyo a la red de distribución en Canarias

33 APD-MAD_1: Apoyo a la red de distribución en Madrid

34 APD-MAD_2: Apoyo a la red de distribución en Madrid este: Corredor del Henares

35 APD-MUR: Apoyo a la red de distribución en Murcia

36 APD-NAV: Apoyo a la red de distribución en Navarra

37 APD-PVA: Apoyo a la red de distribución en País Vasco

38 APD-RIO: Apoyo a la red de distribución en La Rioja

Alimentación de consumidores conectados a RDT

39 CONSUM: Consumidores conectados a Red de Transporte

Interconexiones internacionales

40 INT_ESP-AND: Interconexión con Andorra

41 INT_ESP-FRA_1: Interconexión España-Francia por el Golfo de Vizcaya

42 INT_ESP-FRA_2: Refuerzos interconexión España - Francia (Gatica)

43 INT_ESP-FRA 3: Refuerzos interconexión España - Francia (Hernani-Argia)

44 INT_ESP-FRA_4: Interconexión España-Francia entre Navarra y Landes >2026

45 INT_ESP-FRA_5: Interconexión España-Francia entre Aragón y Pirineos Atlánticos >2026

46 INT_ESP-MAR: Interconexión con Marruecos

47 INT_ESP_POR: Interconexión España-Portugal Beariz-Fontefría-Ponte de Lima (Red de partida)

Enlaces entre sistemas

48 ENL_IBA: IB-FO: Enlaces Ibiza-Formentera 132 kV

49 ENL_ICA: TE-LG: Enlaces Tenerife-La Gomera

50 ENL_PEN-CEU: Enlaces Península-Ceuta

51 ENL_PEN-IBA: Refuerzo interconexión Península-Baleares

Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas

52 PEN_USO_RdT: Incremento del uso de la red de transporte

53 CENTRO_1: Corredor La Mancha-Madrid

54 CENTRO_2: Refuerzo corredor Andalucía - Extremadura – Madrid

Introducción

Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)

Metodología de análisis

Resultados

Anexos

I: Red de partida

II: Nuevas actuaciones

III: Anexos técnicos

55 ESTE_1: Nuevo corredor Aragón-Levante

56 ESTE_2: Conexión en Abanilla

57 GEN_ALM: Conexión de renovables y almacenamiento

58 ICA_1: Refuerzo eje norte-sur de Gran Canaria

59 ICA_2: Refuerzo eje norte-sur del este de Tenerife

60 ICA_3: Refuerzo eje sur Tenerife y nueva San Isidro

61 N_ESTE_1: Refuerzo Aragón-Navarra

62 N_ESTE_2: Refuerzo Aragón - Cataluña sur

63 N_ESTE_3: Refuerzo Aragón - Cataluña centro

64 N_ESTE_4: Conexión en Almendrales 400 kV

65 N_ESTE_5: Modificación topológica de la red del Pirineo

66 N_ESTE_6: Nueva subestación Isona 400/220 kV

67 N_OESTE_1: Refuerzo 400 kV Asturias

68 N_OESTE_2: Conexión en Briviesca

69 N_OESTE_3: Conexión en Villalbilla

70 N_OESTE_4: Conexión en Urueña

71 N_OESTE_5: Conexión en Piedrahita

72 N_OESTE_6: Conexión en Abegondo

73 N_OESTE_7: Refuerzo de la red de Soria

74 NORTE_1: Nuevo eje Navarra - País Vasco

75 SUR_1: Nuevos corredores Andalucía

Seguridad de suministro

76 SdS_CENTRO: Fiabilidad suministro Madrid

77 SdS_CENTRO_Pcc: Fiabilidad suministro Madrid (Pcc)

78 SdS_IBA_1: Refuerzo de la red sur de la isla de Ibiza

79 SdS_IBA_2: Monitorització dinámica de la capacidad de Llucmajor-Orlandis 66 kV

80 SdS_ICA_1: Refuerzo anillo oeste Tenerife

81 SdS_ICA_2: Refuerzo red de La Palma

82 SdS_ISLAS: Incremento de la seguridad de suministro en sistemas no peninsulares

83 SdS_N_ESTE: Renovación Cinca 220 kV

84 SdS_N_ESTE_Pcc: Modificación topológica en Gramanet (Pcc)

85 SdS_N_OESTE: Nueva SE Abades 400 kV (Antigua Herreros)

86 SdS_SUR_1: Refuerzo suministro Huelva (Costa de la Luz)

87 SdS_SUR_2: Puerto de Santa María 220 kV

88 SdS_SUR_3: Fiabilidad suministro Saleres

89 SdS_SUR_Pcc: Binudo de Don Rodrigo

Se puede encontrar información más detallada de cada una de las actuaciones anteriores en el Anexo Nuevas Actuaciones.

Es relevante mencionar que la presente planificación no refleja reservas de posiciones o referencias a sujetos o instalaciones concretas identificadas por sus códigos de acceso, por ser el proceso de planificación un proceso diferente, aunque coordinado, al proceso de acceso y conexión. Por lo tanto, para las posiciones planificadas con una motivación de conexión que no dispongan de acceso concedido y conexión en curso, se deben formalizar los accesos pertinentes a través de los procesos establecidos para ello en la normativa, principalmente en el Real Decreto 1183/2020 y Circular 1/2021 y su normativa de desarrollo.

Introducción

Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)

Metodología de análisis

Resultados

Anexos

I: Red de partida

II: Nuevas actuaciones

III: Anexos técnicos

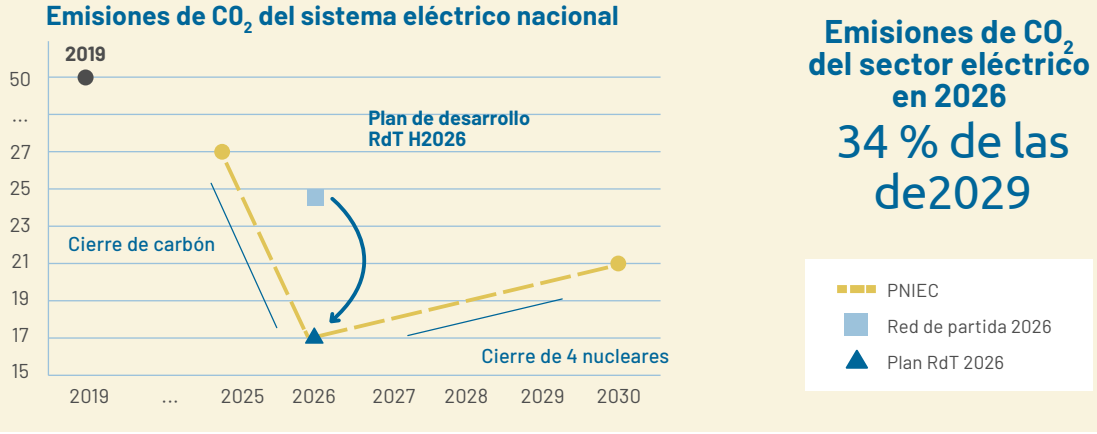
4.6. Impacto del desarrollo de la RDT

El análisis de un escenario final que incluya tanto la red de partida como el conjunto de nuevas actuaciones planificadas permite concluir que el plan de desarrollo presentado es necesaria para el cumplimiento de los objetivos de política energética recogidos en el PNIEC en términos de emisiones de CO_2 y de integración de renovables para el sector eléctrico, así como de interconexiones internacionales.

A nivel nacional, en 2026 las emisiones de CO_2 se situarían en 17 MtCO2, es decir un 34 % de las emisiones del sistema eléctrico en 2019, y la integración de renovables en un 67 %, frente al 38 % de 2019. Tal y como se observa en la figura adjunta, ambos valores se sitúan en la senda adecuada de evolución hacia la consecución de los objetivos marcados en el PNIEC para 2030.

En lo que respecta a la mejora frente a la situación con red de partida, el conjunto de nuevas actuaciones planificadas permitiría una reducción de las emisiones de CO_2 del sector eléctrico de un 31 % respecto de la situación de la red de partida, situándose muy próxima de la situación sin limitaciones de red.

Figura 36. Estimación de la senda de evolución de las emisiones de CO_2 del sistema eléctrico nacional: red planificada para H2026 vs red de partida



La red planificada captura el

80 - 90 % de los beneficios

que se obtendrían con una red sin limitaciones

La red de transporte planificada para 2026 es imprescindible para alcanzar la senda de descarbonización establecida en el PNIEC.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

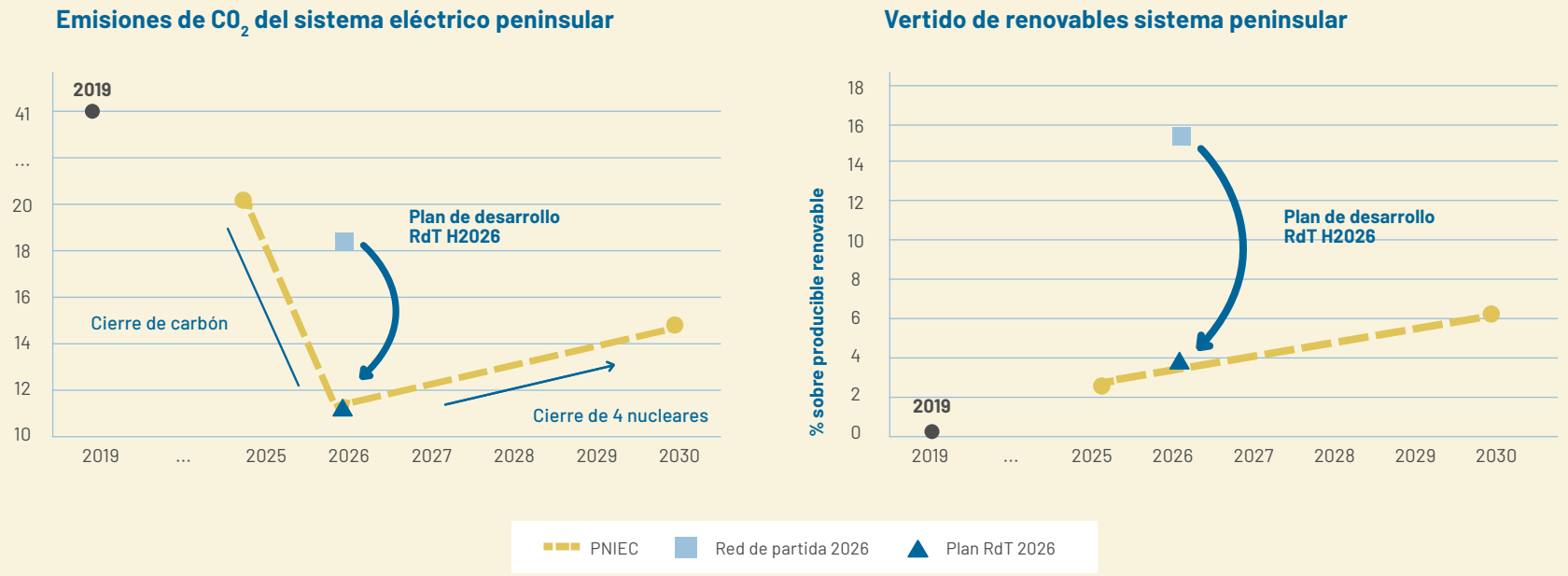
SISTEMA PENISULAR

A nivel peninsular, el conjunto de nuevas actuaciones planificadas permite reducir las emisiones anuales de CO_2 del sistema eléctrico peninsular en un 72 % respecto de 2019, situándolas en 11 Mt/año.

La participación de la generación renovable en el balance de generación peninsular alcanzaría un 68 %. Tanto las emisiones de CO_2 como la integración de renovables se sitúan en la senda lineal que permitiría alcanzar los objetivos de PNIEC en 2030.

El conjunto de instalaciones planificadas permite que se alcance una integración de renovables en el sistema peninsular de 68 %, en línea con la senda establecida en el PNIEC.

Figura 37. Estimación de la senda de evolución de las emisiones de CO_2 y de los vertidos de renovables del sistema eléctrico peninsular: red planificada para H2026 vs red de partida

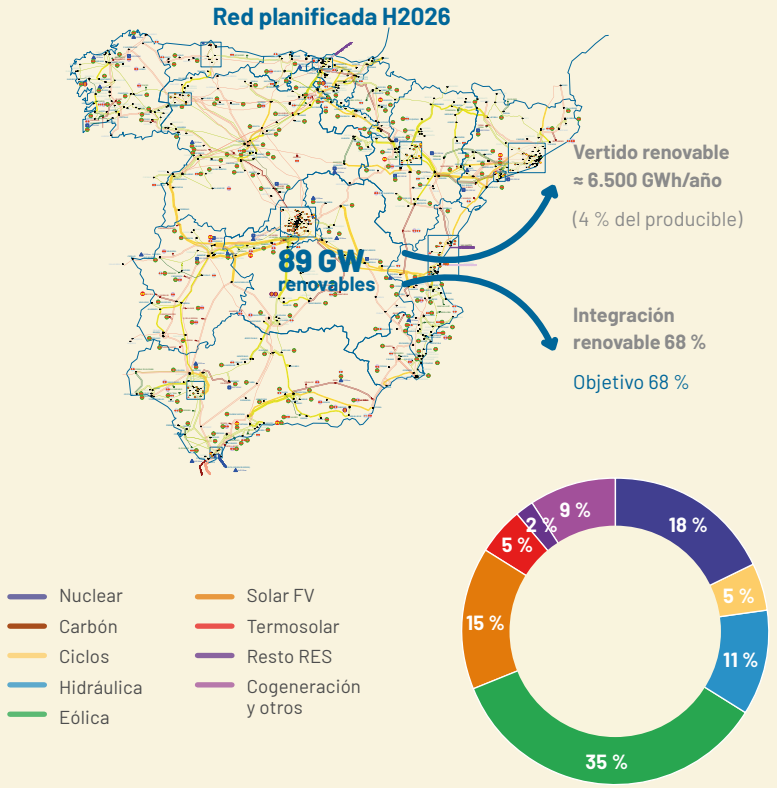


Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Frente a la situación en que no se dispone de desarrollos de red de transporte más allá la red de partida, el plan de desarrollo de la red de transporte permite reducir las emisiones de CO_2 asociadas al sector eléctrico en un 32 %. Asimismo, los nuevos desarrollos maximizan la integración de renovables con una reducción considerable de los vertidos que pasarían de situarse en un 15 % en el caso de red de partida a un 4 % en el escenario planificado; valor en línea con lo recomendado en el Art 13.5 del reglamento europeo sobre el mercado interior de electricidad (Reglamento EU 2019/943) y próximo al mínimo teórico del caso en que la red de transporte no presentase ninguna limitación.

Los nuevos desarrollos planificados permiten una mejora sustancial de la integración de renovables, con una reducción de los vertidos de generación de fuentes renovables de un 74 %, respecto del caso de red de partida.

Figura 38. Principales resultados del escenario con la red de transporte incluida en el plan de desarrollo 2021-2026. El gráfico circular representa la contribución de cada tecnología a la cobertura de la demanda



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

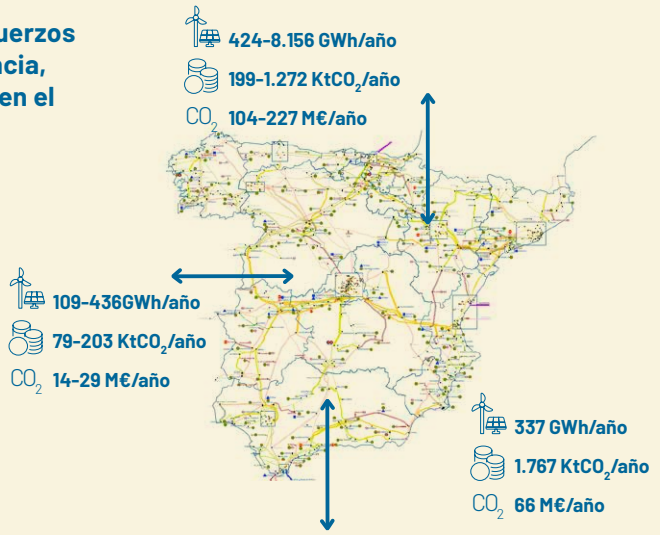
INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

El plan de desarrollo de la red de transporte es, asimismo, acorde con los objetivos de política energética recogidos en el PNIEC en lo que a interconexiones internacionales se refiere. Incorpora la nueva interconexión entre España y Francia por el Golfo de Vizcaya, la interconexión norte entre España y Portugal, actuaciones que permiten avanzar en el camino hacia un verdadero Mercado Interior de la Energía en Europa.

La valoración de las interconexiones se realiza en el ámbito de ENTSO-E en la planificación europea (TYNDP) al ser necesario un análisis coordinado y simulaciones que contemplen toda la Europa continental con sus previsiones de evolución de demanda y generación. En la última edición del TYNDP2020 se evalúan las consecuencias de no llevar a cabo estos proyectos a 2025 y 2030, y se cuantifican los beneficios derivados de la integración de mercados, en términos de integración de energías renovables y de reducción de emisiones.

Por otra parte, el plan de desarrollo incluye también el refuerzo de la interconexión con Marruecos que permite cumplir el acuerdo con el Reino de Marruecos para el desarrollo de una tercera interconexión eléctrica y una estrategia de colaboración en el ámbito de la energía antes de 2026 establecido en febrero de 2019[32]. El refuerzo de la interconexión con Marruecos mediante un tercer circuito deriva en un mayor flujo de intercambio entre los sistemas español y marroquí, que prácticamente se duplica en ambos sentidos. El saldo neto de intercambio es netamente exportador de España hacia Marruecos, lo que permite dar salida a una parte importante de la renovable del sur de la Península. Cabe indicar que, por ser un proyecto incorporado ya avanzado el proceso de análisis de la planificación, el beneficio de esta última interconexión se ha realizado asumiendo sus beneficios una vez esté desarrollado todo el resto de las actuaciones del plan de desarrollo para 2026[33]. Finalmente, hay que destacar que en la evaluación se ha adoptado como hipótesis un coste de emisiones de CO_2 en Marruecos equivalente al del resto de Europa, factor que aún requiere desarrollos regulatorios orientados a la armonización del entorno de mercado.

Figura 39. Beneficios de los refuerzos en las interconexiones con Francia, Portugal y Marruecos incluidos en el plan de desarrollo H2026[31]



El refuerzo de interconexiones internacionales planificado permite un mayor acoplamiento al mercado único europeo y la mejora sustancial de la integración de renovables.

31 Los beneficios de las interconexiones con Francia y Portugal son los valores máximos y mínimos de los obtenidos en el TYNDP2020 en los escenarios National Trends 2025 y 2030. Los beneficios de Marruecos corresponden a las simulaciones a 2026 en el ámbito de esta planificación.

32 https://www.lamoncloa.gob.es/serviciosdeprensa/notasprensa/ecologica/Paginas/2019/140219-energiamarruecos.aspx.

33 Metodología de PINT secuencial, expuesta en el apartado 3.6.1.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

SISTEMAS NO PENINSULARES

En los sistemas no peninsulares, el conjunto de nuevas actuaciones planificadas permite asimismo la consecución de los objetivos de PNIEC en el horizonte 2026.

A nivel del sistema eléctrico de Baleares, el conjunto de nuevas actuaciones planificadas, destacando el segundo enlace Península-Baleares, permite maximizar la integración del sistema balear en el sistema peninsular, tal y como dicta el PNIEC. La aportación del sistema peninsular a la cobertura de la demanda de Baleares aumentará de un 28 % en 2019 a un 65 % en 2026, lo cual permitirá reducir los costes del suministro balear en más de 138 M€/año, es decir, en un 61 % respecto del coste variable del sistema balear en 2019, así como disminuir significativamente las emisiones de CO_2 asociadas al suministro balear hasta alcanzar en 2026 un nivel de emisiones inferior al 25 % de las de 2019.

A nivel de los sistemas eléctricos canarios, el conjunto de nuevas actuaciones planificadas permitirá incrementar sustancialmente la seguridad de suministro y reducir el coste variable asociado a la generación convencional en Canarias, en un 7 % respecto del caso de la red de partida; lo que supone una reducción de más del 30 % respecto de 2019.

En el escenario final, se avanza hacia el cumplimiento de los objetivos indicados en el PNIEC, con una integración de renovables en el balance de generación en 2026 que es más del doble de la de 2019. Para ello, además del desarrollo de la red de transporte planificado, se requiere de la dotación del conjunto de compensadores síncronos planteados, así como de una adecuada adaptación de las instalaciones renovables más antiguas. Sin embargo, en estos sistemas se comprueba que el cumplimiento de la senda de integración de renovables acorde a los objetivos marcados por el PNIEC para 2030, requiere, adicionalmente, de la disponibilidad de sistemas de almacenamiento. En el horizonte 2026, se detecta claramente ya esta necesidad: el objetivo de integración de renovables conforme al PNIEC, situado en torno a 42 % para 2026, sólo podrá obtenerse con el desarrollo de la red de transporte, la dotación de compensadores del plan y la puesta en servicio del bombeo de Salto de Chira.

El 65 % del suministro balear se atenderá desde la Península, lo que conlleva una reducción sustancial de costes y emisiones asociadas al suministro de Baleares.

En Canarias se duplica la integración de renovables y se reduce el coste variable de generación en un 30 %, respecto de 2019.

Figura 40. Estimación de la senda de evolución de la integración de renovables del conjunto de sistemas eléctricos canarios: red planificada para H2026 vs red de partida. Impacto de Salto de Chira

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

RENTABILIDAD DEL PLAN DE DESARROLLO

Siguiendo la metodología de análisis coste-beneficio explicada anteriormente, se han evaluado los beneficios que aporta el conjunto de nuevas actuaciones planificadas para los diferentes sistemas eléctricos españoles. En la evaluación se han incluido todas las actuaciones en las que se puede cuantificar el beneficio, salvo las actuaciones de apoyo a demanda, así como los refuerzos de interconexiones internacionales cuyo beneficio se ha incluido en un apartado anterior.

Los beneficios aportados por las nuevas actuaciones de red planificada permiten que el sistema amortice la inversión asociada y aportan un beneficio al sistema de más de 1.440 M€ al año.

Sistema eléctrico peninsular y ceutí

BENEFICIOS

Reducción emisiones CO_2
5.300 kt/año

Integración renovables
18.500 GWh/año

Inversión total
2.160 M€

Beneficio anual
980 M€/año

VAN
17.200 M€

Beneficio anual / Inversión año 1
5,5

Sistema eléctrico balear

BENEFICIOS

Reducción emisiones CO_2
314 kt/año

Integración renovables
280 GWh/año

Inversión total
1.166 M€

Beneficio anual
138 M€/año

VAN
1.251 M€

Beneficio anual / Inversión año 1
1,6

Sistema eléctrico canario

BENEFICIOS

Reducción emisiones CO_2
1.240 kt/año

Integración renovables
2.015 GWh/año

Inversión total
385 M€

Beneficio anual
325 M€/año

VAN
6.040 M€

Beneficio anual / Inversión año 1
10

Introducción

Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)

Metodología de análisis

Resultados

Anexos

I: Red de partida

II: Nuevas actuaciones

III: Anexos técnicos

4.7. Datos clave del plan de desarrollo 2021-2026

El coste de inversión estimado del conjunto de actuaciones incluidas en el plan de desarrollo de la red de transporte 2021-2026 es de 6.964 M€, de los cuales 1.260 M€ corresponden a actuaciones que no se encuentran sujetas al valor límite de inversión establecido en el Art. 13 del Real Decreto 1047/2015 y a la DA 2ª del Real Decreto-Ley 23/2020, para reforzar las interconexiones internacionales con Francia, Portugal, Andorra y Marruecos, y 5.704 M€ a actuaciones de refuerzo de las redes de transporte que componen el sistema eléctrico nacional, tanto de la red de partida como nuevas instalaciones.

El mayor esfuerzo de inversión se destina a la integración de renovables y resolución de restricciones técnicas.

El valor límite de la inversión en el periodo 2021-2026 se determinan con la senda de evolución del producto interior bruto de España previsto por el Ministerio de Asuntos Económicos y Transformación Digital en el Programa de Estabilidad 2021-2024 considerando para los años 2025 y 2026 la misma evolución del PIB que en el año 2024. El valor límite de inversión total en el periodo asciende a 5.705 M€ por lo que el plan de inversión planificado agota practicamente dicho valor límite en el periodo; respetando el valor límite de inversión anual permitido.

Figura 41. Valor de inversión incluido en el plan correspondiente a cada año del periodo 2021-2026 y valor límite de inversión anual

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
PIB (miles de millones de €)	1.122	1.209	1.313	1.381	1.437	1.494	1.554
Evolución PIB nominal (%)	-9,9	7,8	8,6	5,2	4,0	4,0	4,0
Valor límite de inversión anual (millones de €)		907	985	898	934	971	1.010
Valor límite de inversión anual*1,2 (millones de €)		1.088	1.182	1.078	1.121	1.165	1.212
Valor de inversión anual incluido (millones de €)		318	823	1.074	1.120	1.165	1.204

Figura 42. Coste de inversión total del plan de desarrollo 2021-2026: red de partida, nuevas actuaciones de refuerzo de las redes nacionales y refuerzos de interconexiones internacionales[34] (M€)

34 Se incluyen las actuaciones en interconexiones internacionales que no computan para el valor límite de inversión, parte de las cuales se encuentran en red de partida.

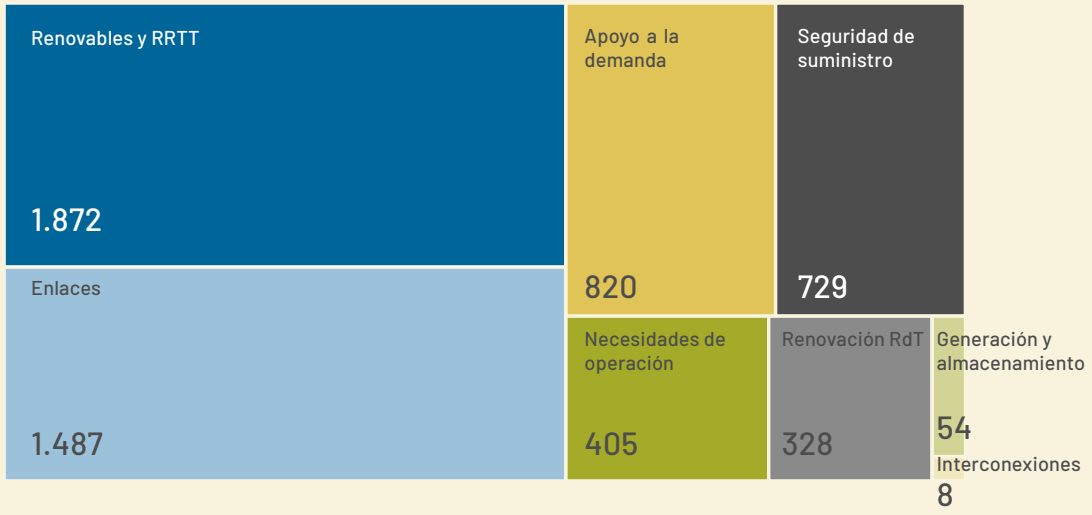
Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Del conjunto de actuaciones de refuerzo de las redes nacionales sujetas al valor límite de inversión, 5.704 M€, el mayor volumen de inversión, cerca de un 33 %, corresponde a la partida de integración de renovables y resolución de restricciones técnicas, en línea con una planificación enfocada en la adaptación de la red de transporte para facilitar el proceso de descarbonización y la implantación masiva de renovables en el sistema. El capítulo de enlaces es el segundo en volumen de inversión debido al coste intensivo de los enlaces submarinos que, sin embargo, se ve compensado por las ventajas que aporta a los sistemas aislados en términos de seguridad de suministro, reducción de costes de generación e integración de renovables.

Figura 43. Coste de inversión total del plan de desarrollo 2021-2026: desglose de partidas de la red de partida, nuevas actuaciones de refuerzo de las redes nacionales y refuerzos de interconexiones internacionales según si están sujetas a límite de inversión (M€)[35]

CAPEX en M€	Computa en límite de inversión	No computa en límite de inversión	TOTAL
Interc. Internac.	3	1.190	1.193
Red de partida	1.103	51	1.154
Nuevas Actuaciones	4.598	18	4.616
	5.704	1.260	6.964

Figura 44. Coste de inversión total del plan 2021-2026 sujeta a valor límite de inversión por motivación (M€)



35 Se incluye en nuevas actuaciones la renovación de líneas de interconexión internacional que no computan dentro del límite de inversión (18 M€). Los refuerzos internos para alcanzar los valores de capacidad de intercambio no incluidos en el proyecto TYNDP2020 Golfo de Vizcaya sí computan dentro del límite de inversión (3 M€). Dentro de la red de partida se recoge la actuación de refuerzo de la interconexión con Portugal, que no computa dentro del límite de inversión (51 M€).

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

DISTRIBUCIÓN POR ZONAS

Las siguientes figuras representan el reparto de inversión planificado por Comunidad Autónoma y motivación. El reparto refleja, por un lado, la especificidad de los sistemas no peninsulares que son foco de importantes partidas de inversión; cuyo montante total asciende a cerca de 2.200 M€. Esto es debido, principalmente, al esfuerzo inversor en enlaces submarinos que permiten reducir la vulnerabilidad de estos sistemas, al tiempo que aportan una disminución sustancial de los costes de suministro.

Por otro lado, la distribución zonal de la inversión planificada en el sistema peninsular refleja las nuevas necesidades de transporte de electricidad para integrar la cuantía de renovables prevista y atender a los flujos desde los centros de acumulación de renovables hacia las zonas de consumo; es decir, desde Andalucía, Extremadura y Castilla La Mancha hacia Madrid, así como los flujos de evacuación de renovales desde Aragón y Navarra hacia la costa mediterránea.

Para la correcta integración de renovables se requiere el refuerzo de la red entre las nuevas zonas de producción y las zonas de consumo.

Figura 45. Coste de inversión total del plan 2021-2026 por CA: red de partida/nuevas actuaciones planificadas/enlaces (sin interconexiones internacionales)

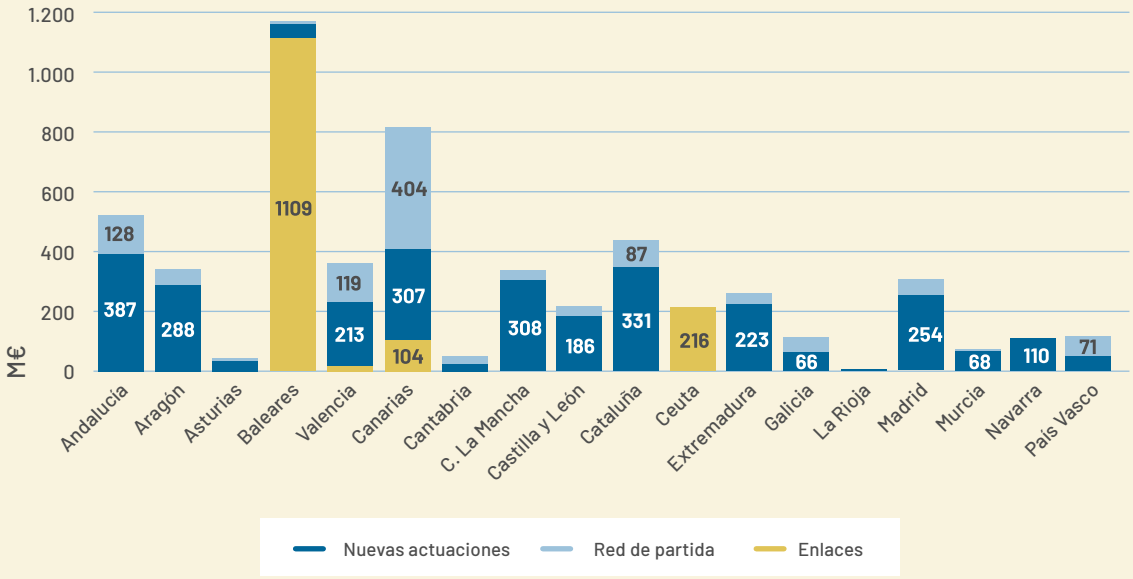
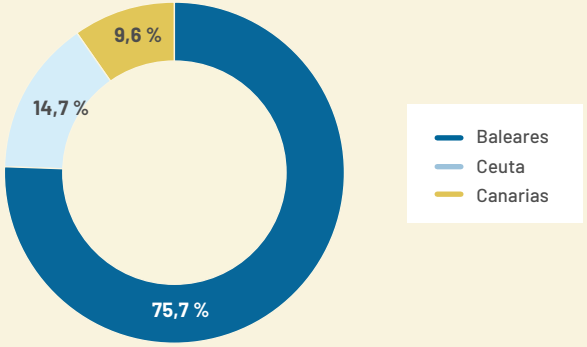
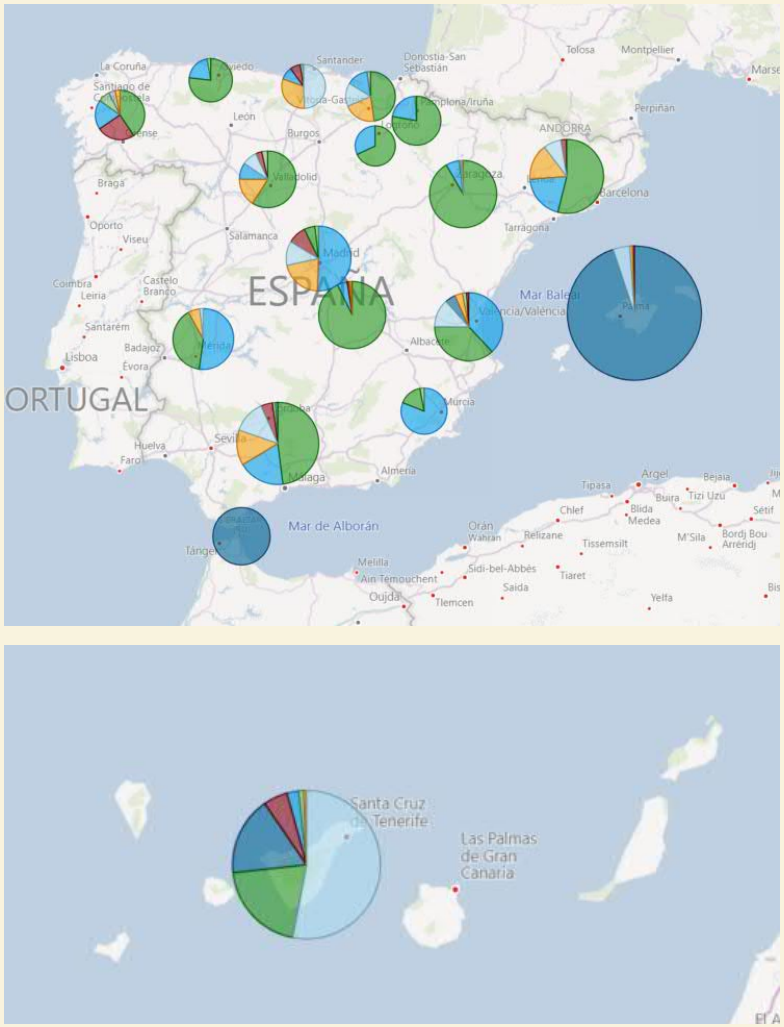


Figura 46. Distribución de costes por Comunidad Autónoma o Ciudad Autónoma asociados al plan de desarrollo de enlaces entre sistemas eléctricos españoles



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Figura 47. Distribución del coste de inversión total del plan 2021-2026 por CA y por motivación



Introducción

Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)

Metodología de análisis

Resultados

Anexos

I: Red de partida

II: Nuevas actuaciones

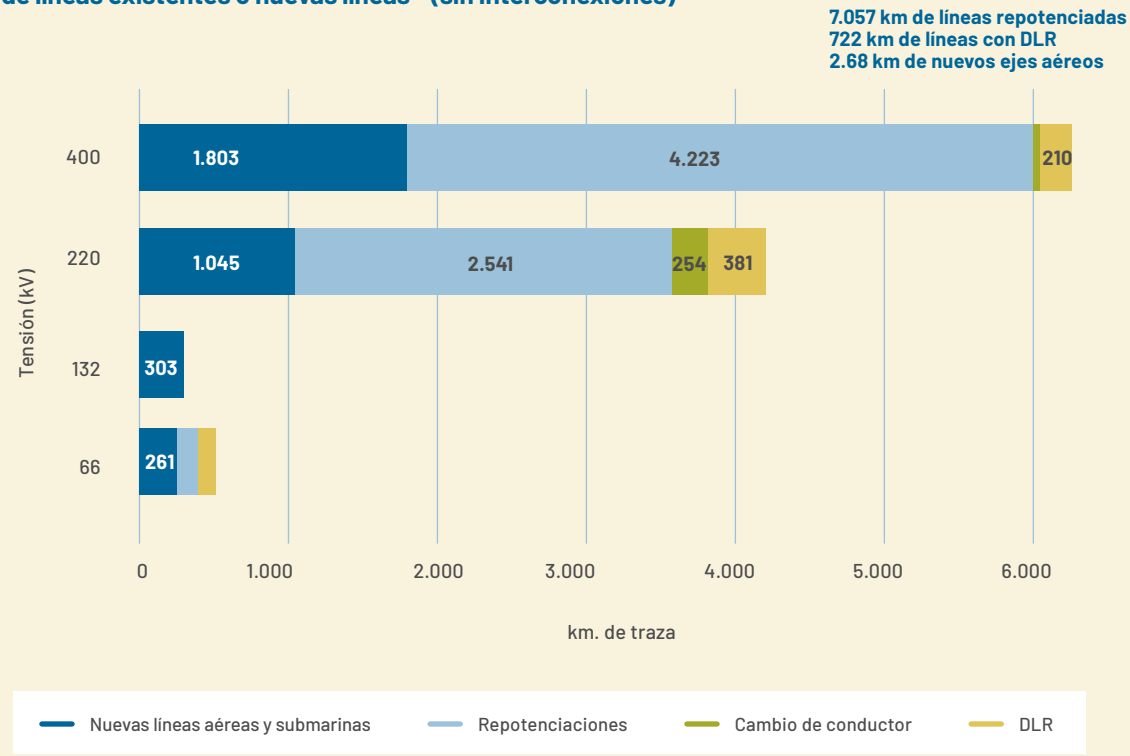
III: Anexos técnicos

APROVECHAMIENTO DE LA RED DE TRANSPORTE EXISTENTE

Atendiendo al principio rector de la planificación de maximizar el uso de la red existente, el plan de desarrollo incluye, sin contar con las interconexiones, 7.057 km de repotenciaciones, el cambio de conductor en 300 km de líneas existentes y la dotación de sistemas de monitorización dinámica de capacidad de transporte (DLR) en 722 km de líneas existentes. La longitud de las nuevas líneas incluidas en el plan de desarrollo de nuevas líneas es mucho más reducida, comprende 2.681 km nuevos ejes y 733 km[36] de cables submarinos.

El plan de desarrollo fomenta el uso y mejora la red existente, minimizando el impacto medioambiental del plan.

Figura 48. Actuaciones planificadas en líneas por tipo: instalación de DLR, repotenciación de líneas existentes o nuevas líneas[37] (sin interconexiones)

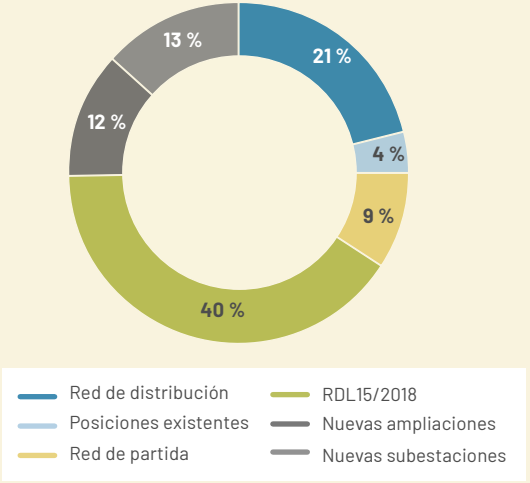


36 Para el calculo de esta cifra se consideran los circuitos de los dobles enlaces como trazas diferentes.
37 En esta gráfica no se encuentran incluidas las actuaciones en interconexiones internacionales.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

De igual modo, la conexión de la nueva generación renovable eólica y fotovoltaica (aprox. 18 GW nuevos de generación eólica y 19 GW nuevos de generación fotovoltaica) se plantea de la forma más eficiente posible aprovechando, siempre que sea viable, posiciones y subestaciones ya existentes o planificadas. Tal y como se muestra en la figura adjunta, sólo un 13 % de las conexiones necesarias requieren el desarrollo de nuevas subestaciones, mientras que un 12 % requieren nuevas ampliaciones en subestaciones. El resto de las conexiones se realiza en posiciones de la red de partida, al tener accesos concedidos y ser actuaciones contempladas en la planificación 2015-2020 o planificadas al amparo del RDL 15/2018. El 21 % se considera conectado a la red de distribución mediante la interfaz transporte-distribución existente o mediante los nuevos refuerzos planificados.

Figura 49. Reparto de tipología de conexión de la generación renovable del escenario de estudio



El 53 % de la conexión de la nueva generación renovable se realiza en posiciones de transporte planificadas previamente.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

4.8. Proyectos necesarios más allá de 2026

Además de las infraestructuras necesarias para el periodo 2021-2026, que constituirían la planificación vinculante, se han identificado una serie de actuaciones que, aun siendo necesarias y beneficiosas dentro del horizonte de planificación a 2026, resulta inviable plantear en dicho horizonte por motivos constructivos o económicos. Es el caso, entre otras, de algunas de las segundas o terceras fases de los grandes ejes colectores de renovables.

Por otra parte, también se considera relevante incluir en este grupo las interconexiones España-Francia por Navarra y Aragón, cuya previsión de puesta en servicio es posterior al horizonte de planificación y siempre posterior a la puesta en servicio de la interconexión por el Golfo de Vizcaya.

Adicionalmente también se incluyen aquellas actuaciones que, no formando parte del escenario de estudio, se encuentran avaladas por la Comisión Europea por Proyectos de Interés Común Europeos.

En el Anexo Actuaciones Horizonte posterior a 2026 se incluye un listado de estas actuaciones, que se proponen, con carácter indicativo, con una fecha de puesta en servicio posterior a 2026.

Dado que los tiempos de tramitación de las infraestructuras de la red de transporte son muchas veces superiores a los horizontes de seis años contemplados en la planificación nacional, es necesario definirlas suficientemente pronto para contar con soluciones que puedan llegar en el horizonte temporal en el que se identifica su necesidad. Determinadas infraestructuras requieren de largos periodos de estudio, tramitación administrativa y medioambiental, de resolución de dificultades técnicas y de coordinación entre distintos agentes por lo que se hace necesario contemplar periodos de tiempo superiores a los seis años. De acuerdo con la legislación del sector, la inclusión de una actuación en esta relación permitirá el inicio de los trámites administrativos pertinentes siempre que no afecten directamente a bienes y derechos de terceros.

Dados los tiempos medios de tramitación de las instalaciones de transporte es necesario poner ya las bases para cumplir los objetivos del PNIEC a 2030.

Introducción

Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)

Metodología de análisis

Resultados

Anexos

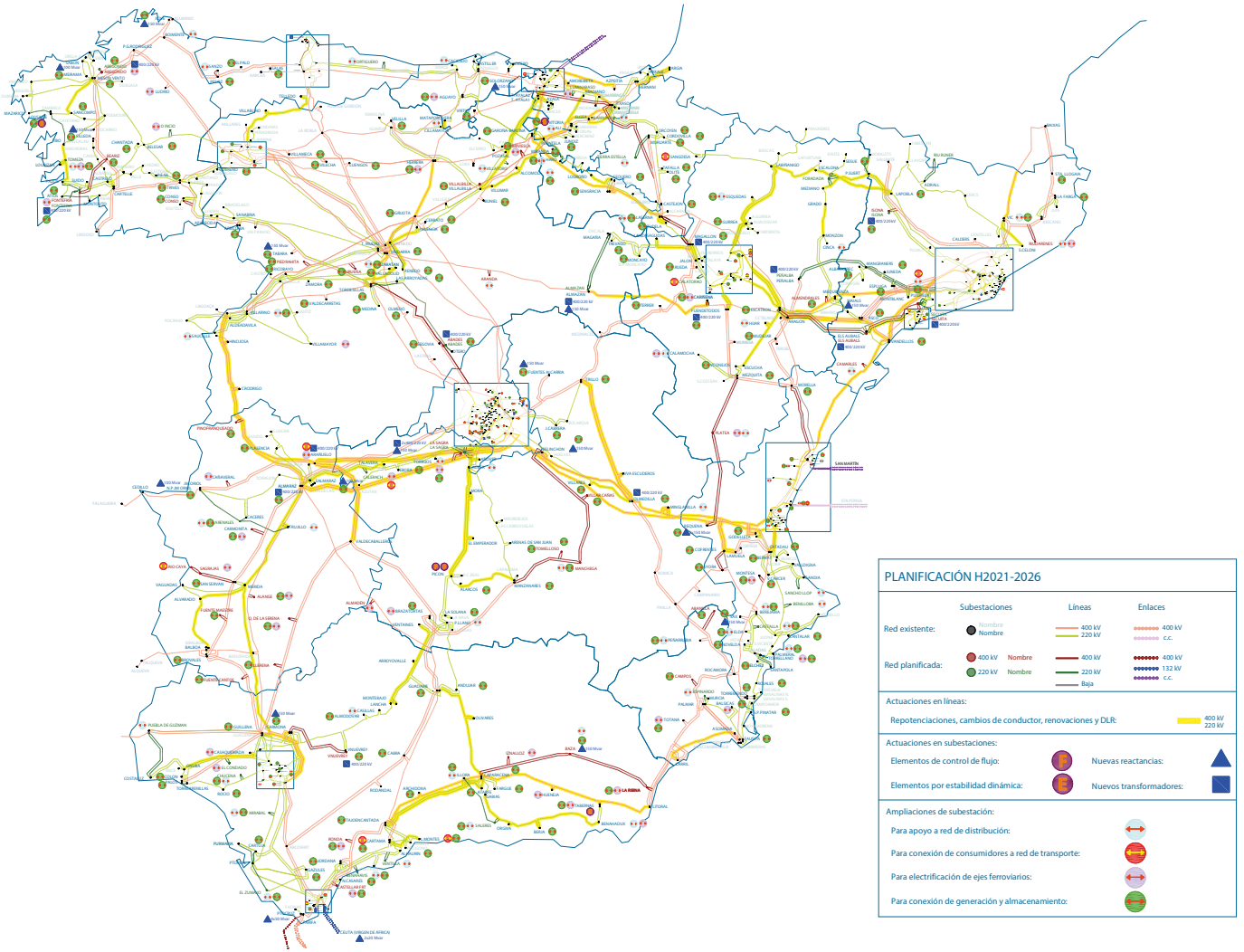
I: Red de partida

II: Nuevas actuaciones

III: Anexos técnicos

4.9. Mapas

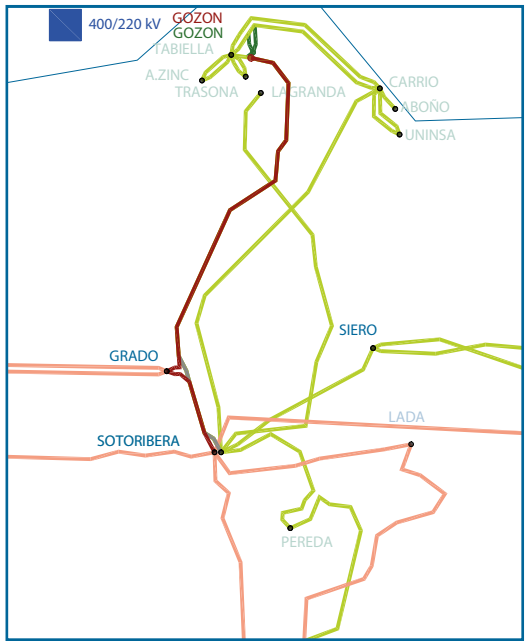
4.9.1. Península



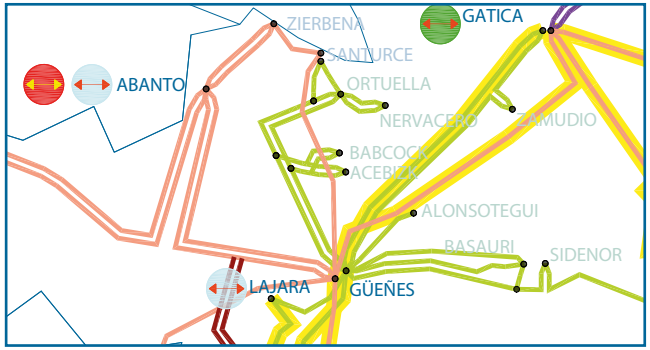
Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

4.9.2. Detalle Península

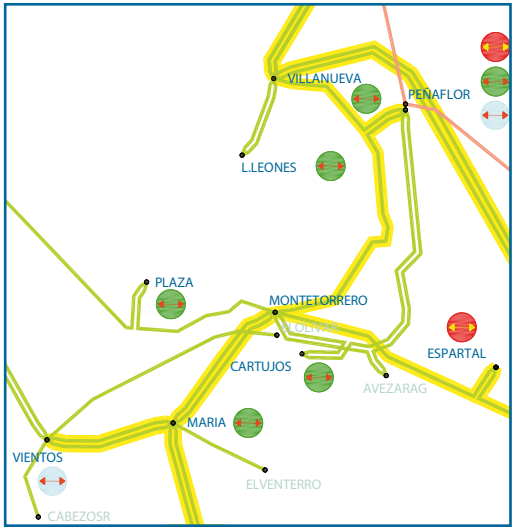
Detalle Asturias



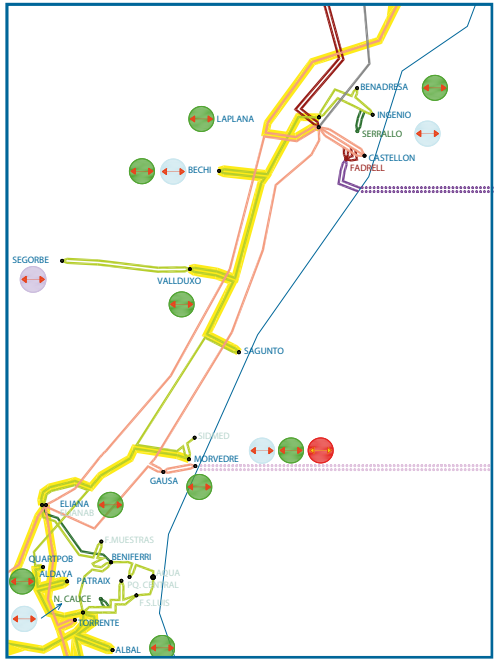
Detalle Aragón



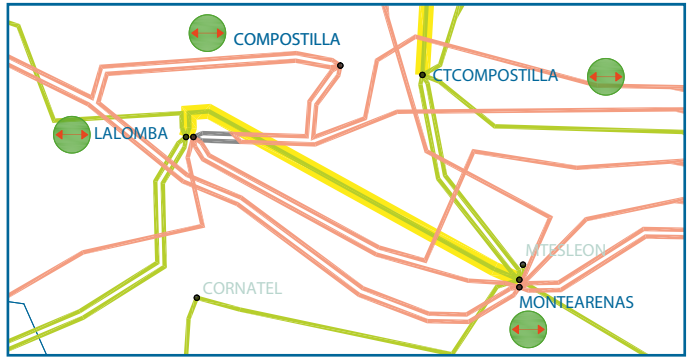
Detalle País Vasco



Detalle Valencia

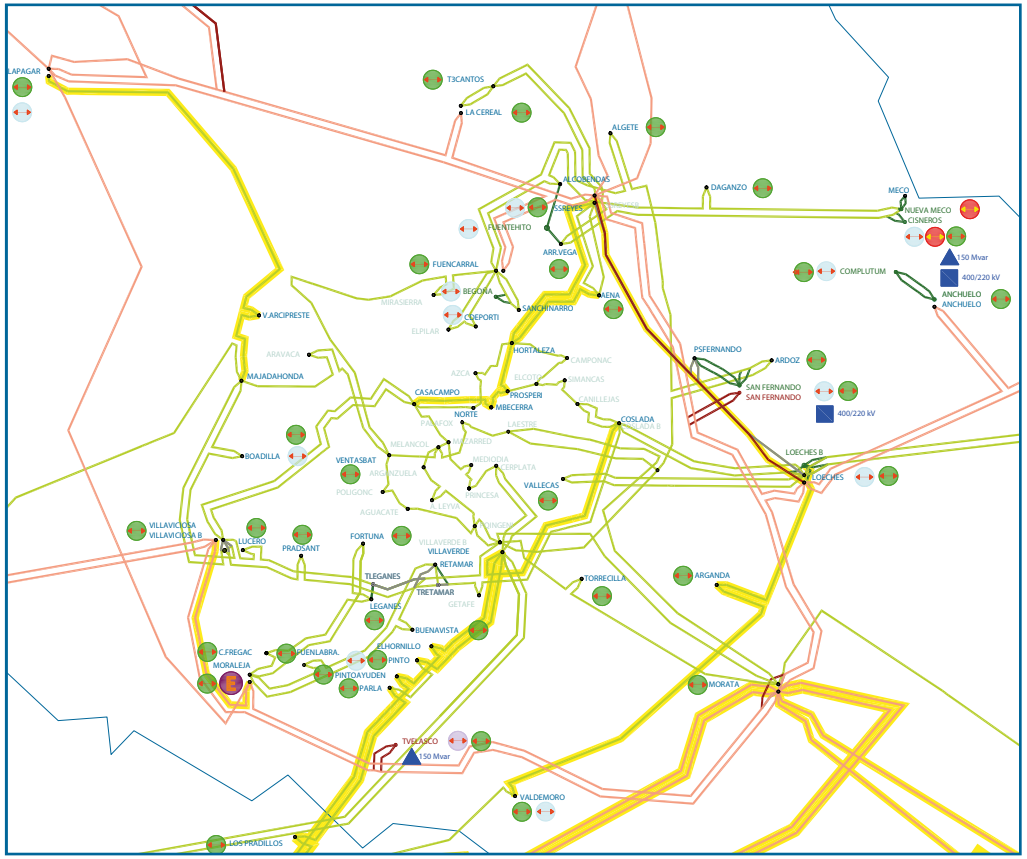


Detalle Castilla y León

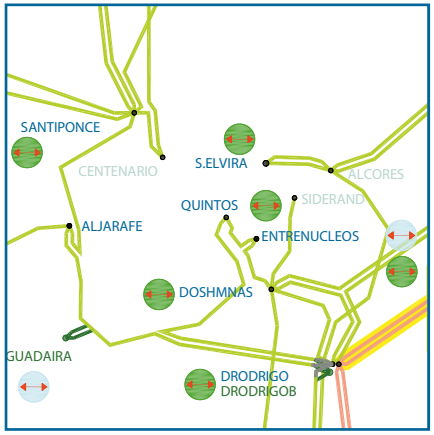


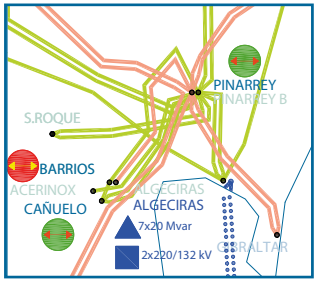
Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Detalle Madrid



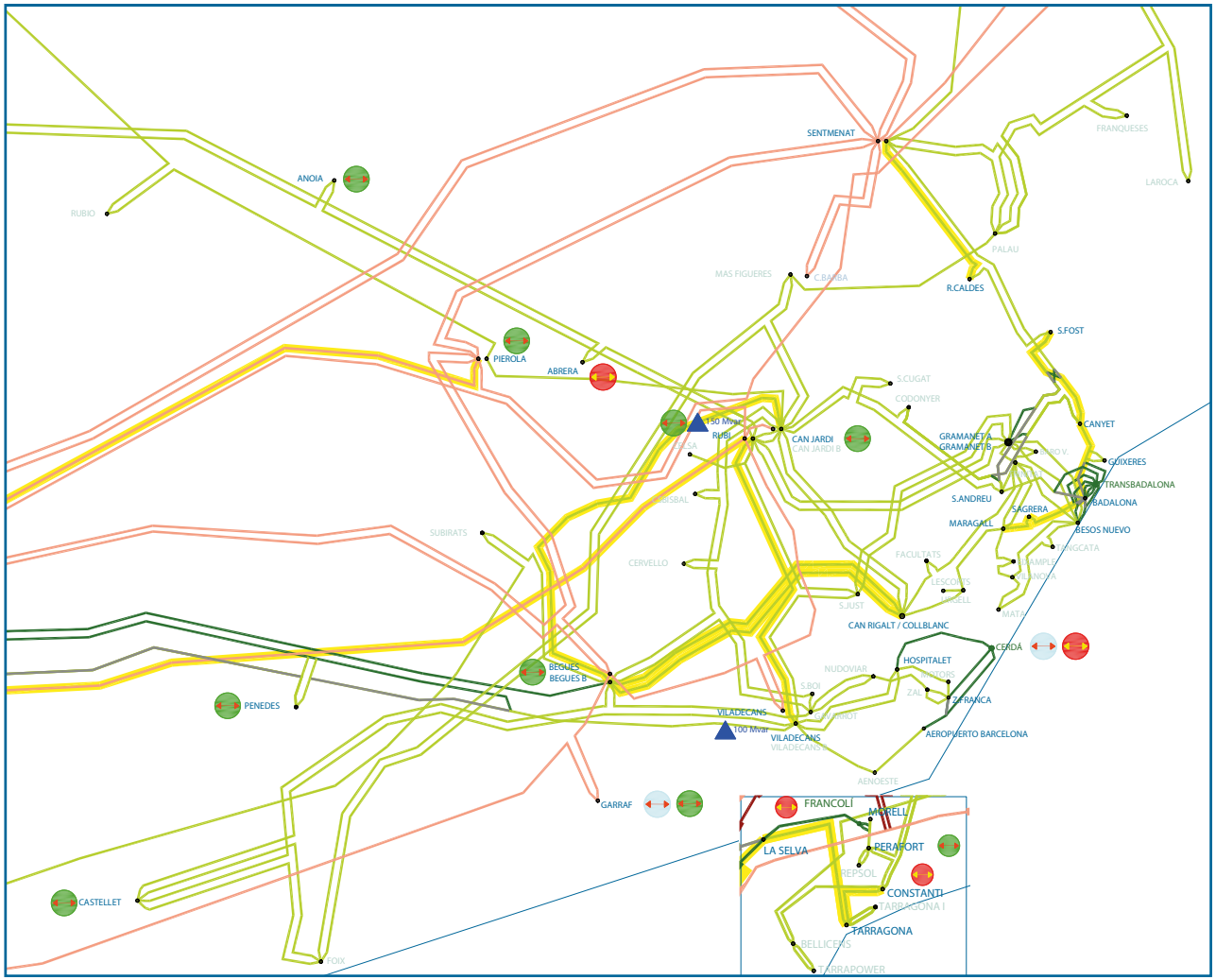
Detalles Andalucía

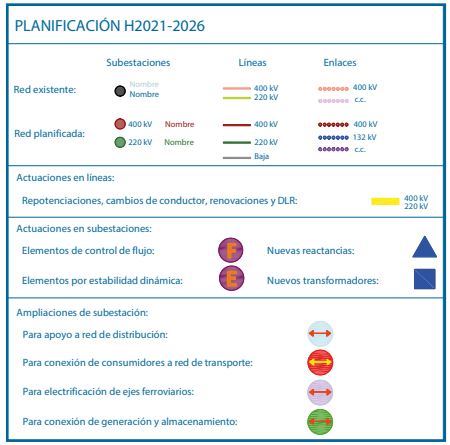




Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

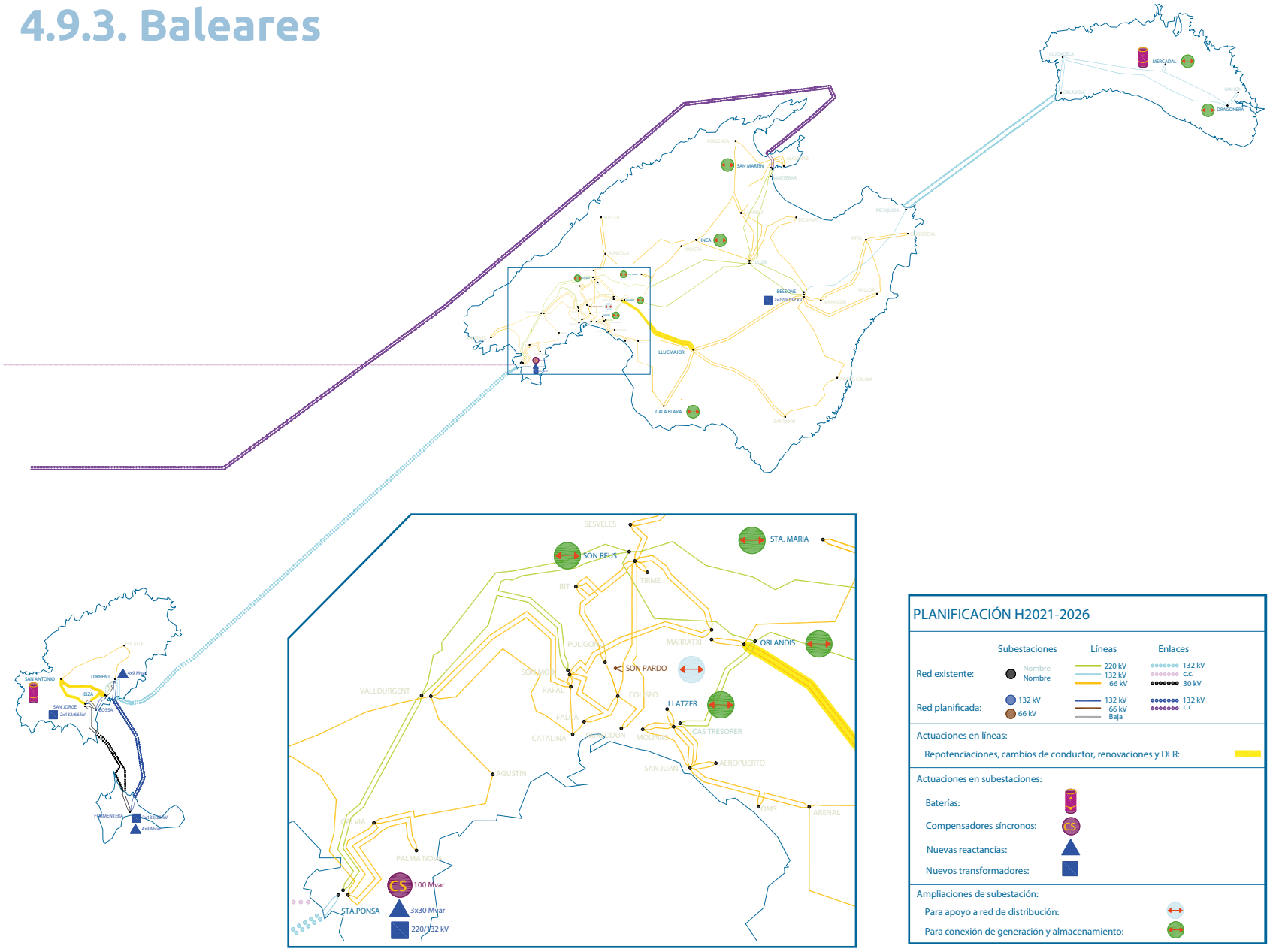
Detalle Cataluña





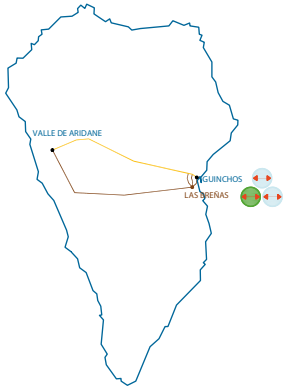
Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

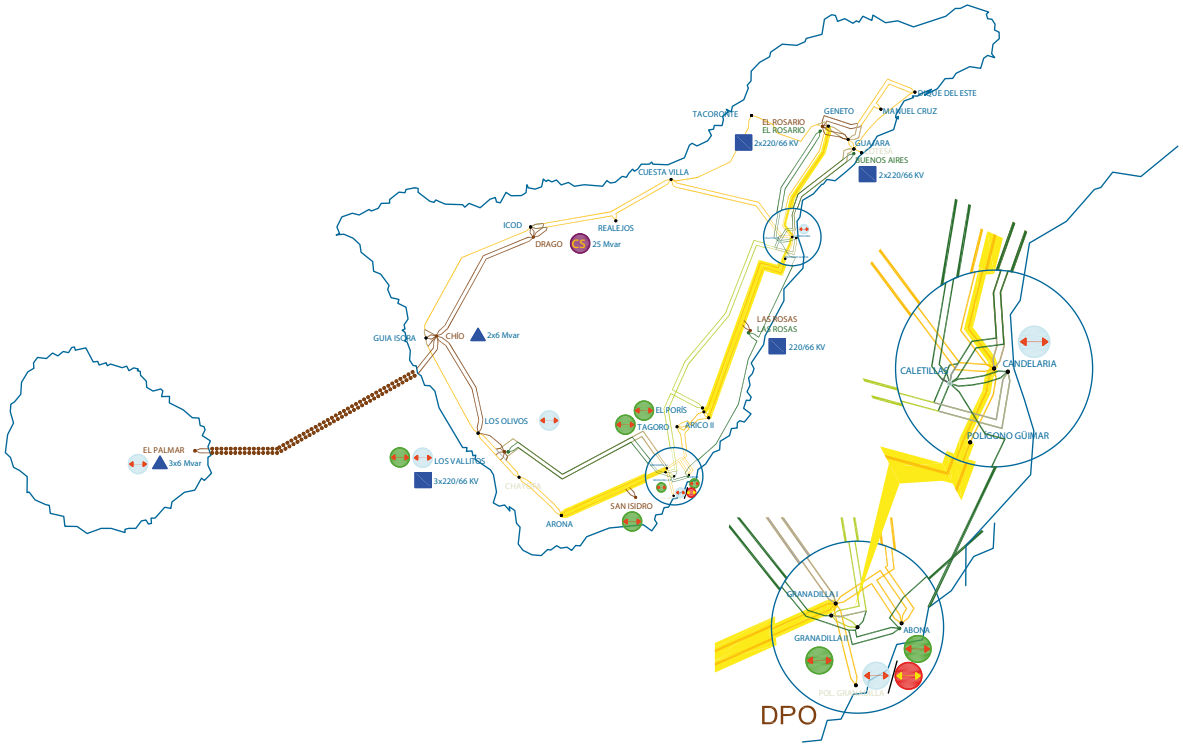
4.9.3. Baleares



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

4.9.4. Canarias





PLANIFICACIÓN H2021-2026

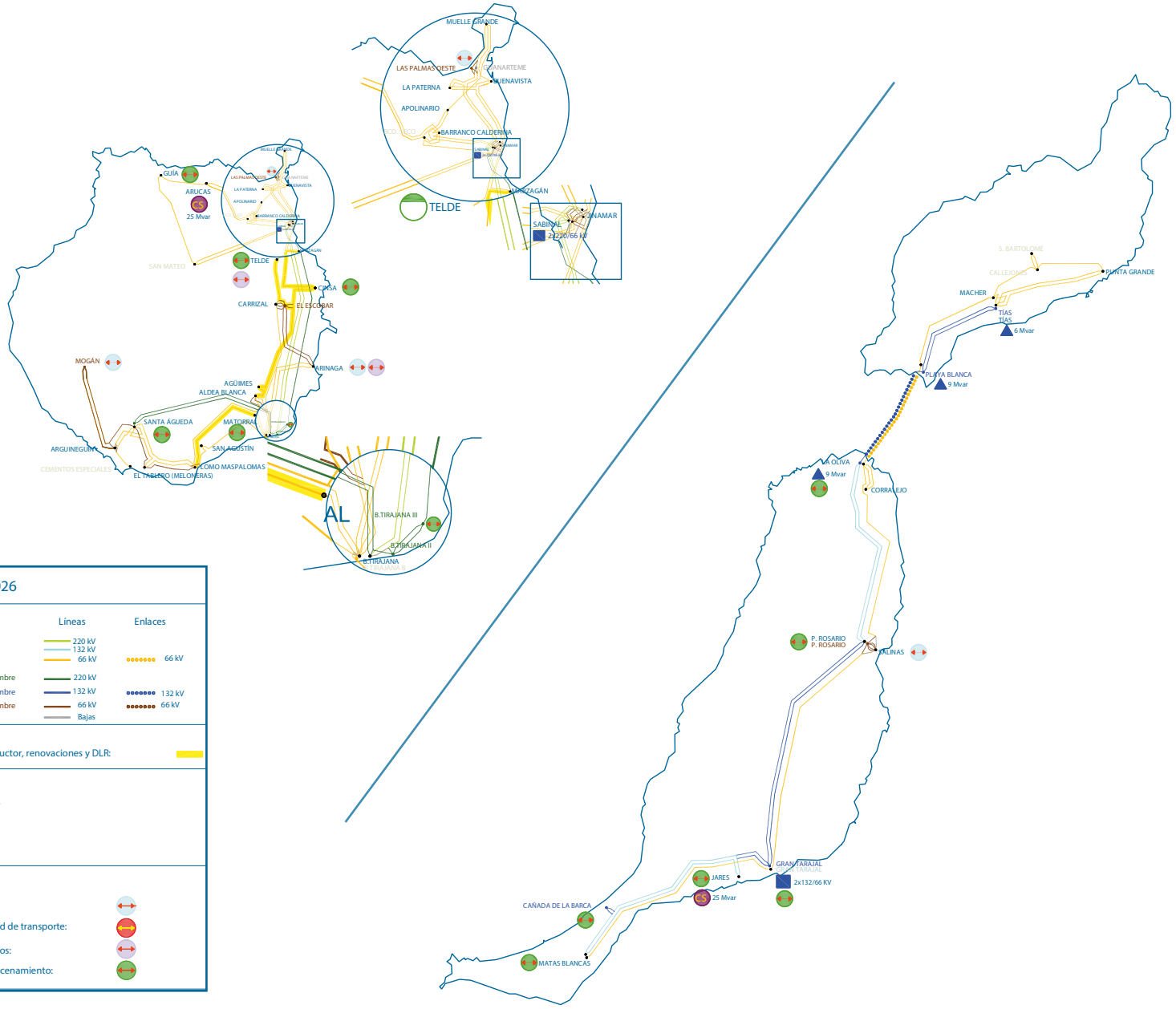
	Subestaciones	Líneas	Enlaces
Red existente:	Nombre / Nombre	220 kV / 132 kV / 66 kV	66 kV
Red planificada:	220 kV Nombre / 132 kV Nombre / 66 kV Nombre	220 kV / 132 kV / 66 kV / Bajas	132 kV / 66 kV

Actuaciones en líneas:
- Repotenciaciones, cambios de conductor, renovaciones y DLR:

Actuaciones en subestaciones:
- Compensador síncrono: CS
- Nuevas reactancias:
- Nuevos transformadores:

Ampliaciones de subestación:
- Para apoyo a la red de distribución:
- Para conexión de consumidores a red de transporte:
- Para electrificación de ejes ferroviarios:
- Para conexión de generación y almacenamiento:

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos



PLANIFICACIÓN H2021-2026

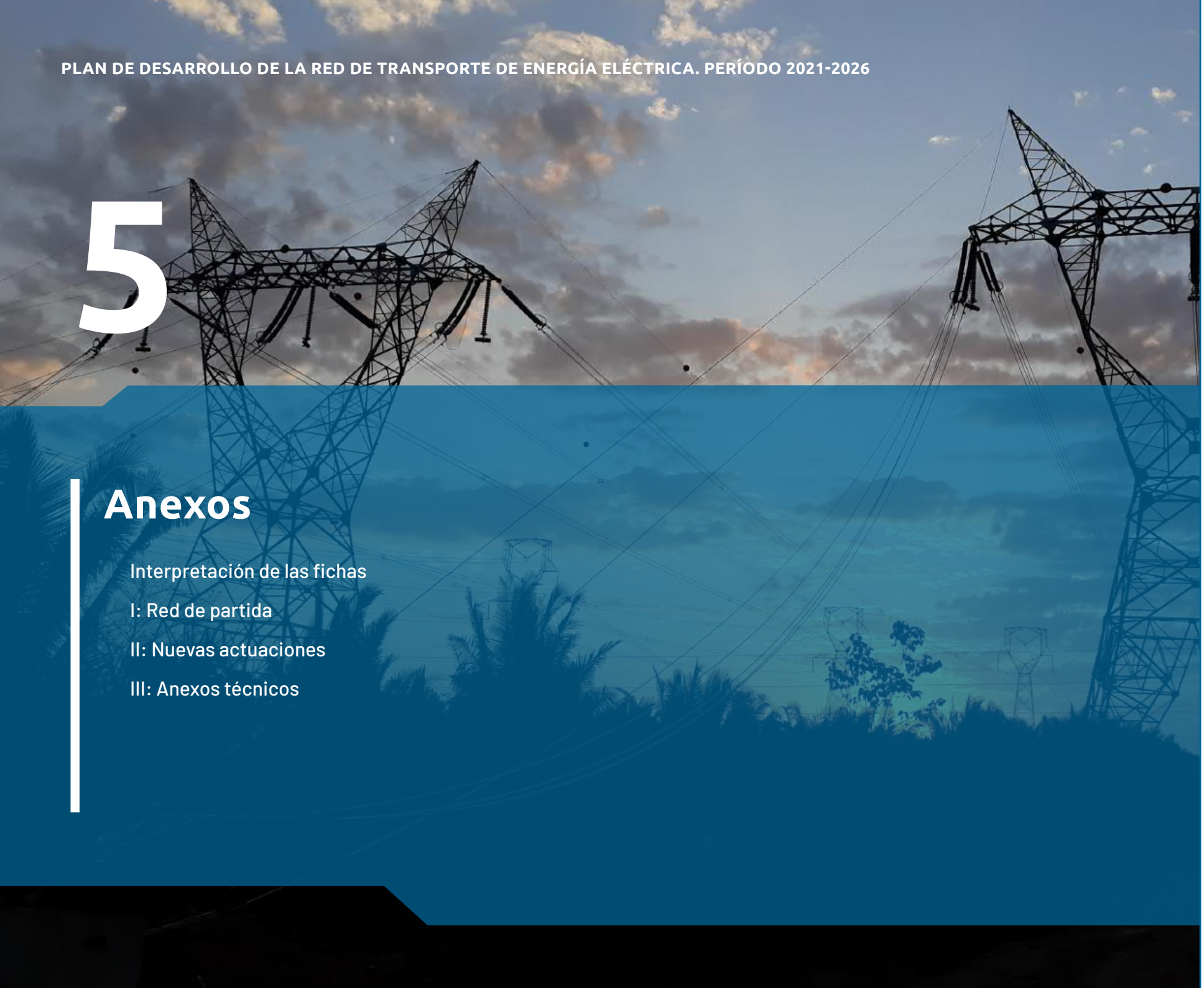
	Subestaciones	Líneas	Enlaces
Red existente:	Nombre Nombre	220 kV 132 kV 66 kV	66 kV
Red planificada:	220 kV Nombre 132 kV Nombre 66 kV Nombre	220 kV 132 kV 66 kV Bajas	132 kV 66 kV

Actuaciones en líneas:
- Repotenciaciones, cambios de conductor, renovaciones y DLR:

Actuaciones en subestaciones:
- Compensador síncrono:
- Nuevas reactancias:
- Nuevos transformadores:

Ampliaciones de subestación:
- Para apoyo a la red de distribución:
- Para conexión de consumidores a red de transporte:
- Para electrificación de ejes ferroviarios:
- Para conexión de generación y almacenamiento:

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos



5

Anexos

Interpretación de las fichas

I: Red de partida

II: Nuevas actuaciones

III: Anexos técnicos

Introducción

Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)

Metodología de análisis

Resultados

Anexos

I: Red de partida

II: Nuevas actuaciones

III: Anexos técnicos

INTERPRETACIÓN DE LAS FICHAS

I Actuación Código

Tipo de proyecto **Nombre concreto del proyecto analizado**

I Descripción general: Descripción general del proyecto.

I Motivación / Objetivos: Se detalla la motivación o motivaciones principales del proyecto. Entre las motivaciones se incluye para algunos proyectos la contribución a la resolución de los elementos limitantes internos de la capacidad de la interconexión, que se identificaron en el ENTSOE bidding zone configuration technical report- 2018, teniendo en cuenta, además, la obligación de ofrecer un mínimo del 70 % de la capacidad de la interconexión para transacciones transfronterizas derivadas del Art. 16(8) del Reglamento europeo 2019/943 del mercado interior de la energía recogido en el Clean Energy Package.

I Alternativas: Se mencionan las alternativas que se han considerado y analizado para resolver la misma necesidad detectada que la actuación propuesta y las razones por las que se han descartado. En caso de que no se hayan identificado alternativas viables se hace mención al respecto.

I Dimensión Europea: Se indica si el proyecto forma parte de la planificación europea, es decir, el "Ten Year Network Development Plan" (TYNDP) de ENTSO-E o de la lista de Proyectos de Interés Común (PCI) de la Comisión Europea, y se identifican los códigos de proyecto para facilitar su seguimiento.

I Mapa: Se incluye el mapa del área en la que se localiza el proyecto, junto con las leyendas que permiten su correcta interpretación.

Introducción

Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)

Metodología de análisis

Resultados

Anexos

I: Red de partida

II: Nuevas actuaciones

III: Anexos técnicos

I Actuación Código

Tipo de proyecto **Nombre concreto del proyecto analizado**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

Para una explicación de detalle de cada uno de los conceptos aquí incluidos acceder al capítulo de "Análisis coste/beneficio" del Módulo de Metodología y resultados.

I Beneficios: No se realiza cálculo de beneficios de aquellas actuaciones contempladas en la red de partida.

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

I Costes:

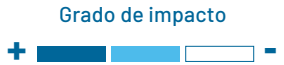
CAPEX	OPEX
- M€	- M€/año

Se detallan los costes de inversión del proyecto (Capital Expenditure o CAPEX) y los costes de operación y mantenimiento (Operational Expenditure o OPEX).

En el caso particular de las interconexiones de incluye la parte que asume el sistema eléctrico español, si ya existe un acuerdo de reparto de costes al respecto (en caso contrario se indica expresamente). Sin embargo, los resultados del análisis coste-beneficio consideran tanto los costes como beneficios del sistema interconectado, siguiendo la metodología utilizada en ENTSOE. Se incluye a su vez el desglose de los costes de retribución a 10 años.

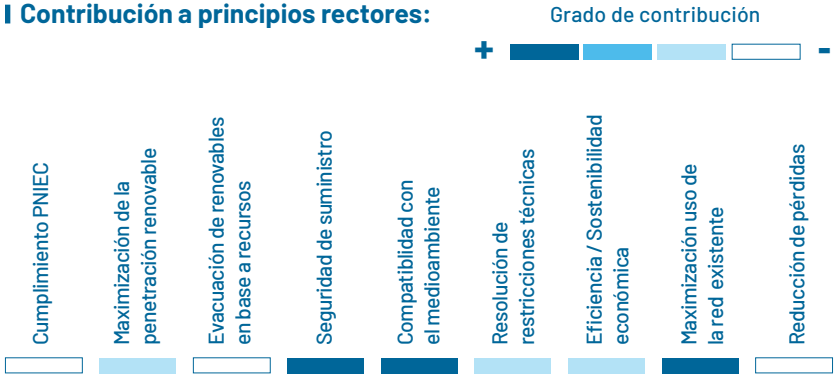
I Rentabilidad: No se realiza cálculo de rentabilidad de aquellas actuaciones contempladas en la red de partida.

I Impacto socioambiental:



Se valora el grado de impacto medioambiental y social del proyecto en una gradación de 3 niveles desde un bajo impacto (blanco) a un alto impacto (azul oscuro).

I Contribución a principios rectores:



Se valora la contribución del proyecto a cada uno de los nueve principios rectores en una escala de 4 niveles desde una escasa contribución (blanco) a una alta contribución (azul oscuro).

Introducción

Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)

Metodología de análisis

Resultados

Anexos

I: Red de partida

II: Nuevas actuaciones

III: Anexos técnicos

I Actuación Código

Tipo de proyecto **Nombre concreto del proyecto analizado**

I Tabla de unidades físicas:

Se incluye el resumen de todas las unidades físicas de las actuaciones incluidas en el proyecto, independientemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla en el siguiente punto) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se agrupan bajo un mismo proyecto aquellas actuaciones que tienen un sentido común para la evaluación coste-beneficio, aunque tengan una puesta en servicio por fases en función de su prioridad, formando incluso parte algunas de ellas del grupo de actuaciones a poner en servicio más allá del horizonte 2026.

Se detalla de forma agregada según el nivel de tensión el número de posiciones, los kilómetros de circuito de líneas áreas y de cables, la capacidad en MVA de las unidades de transformación, los kilómetros de líneas repotenciadas ó cambios de conductor ó líneas con dispositivos con monitorización de capacidad (ratios dinámicos), la las reactancias en MVar, y otros elementos de red (transformadores desfasadores, FACTS, compensadores síncronos, baterías).

I Listado de detalle de actuaciones:

Se aporta detalle sobre todos los activos incluidos en el proyecto. Se incluyen distintas tablas para cada una de las tipologías de activos:

- Nuevas subestaciones
- Ampliación de subestaciones
- Nuevas líneas/cables
- Repotenciación de líneas
- Cambios de conductor
- Ratios dinámicos de línea (DLR)
- Nuevos transformadores

I Listado de detalle de actuaciones (continuación):

- Nuevas reactancias
- FACTs
- STATCOM
- Desfasadores
- Limitadores
- Etc.

En cada uno de los activos se indican las unidades de medida significativas:

- Uds.= unidades. En ampliación de subestaciones se incluye el número deposiciones. En FACTs, STATCOMs y limitadores se incluye el número de elementos.
- MVA = En transformadores y desfasadores se incluye la potencia nominal del elemento. En líneas se incluye la capacidad de transporte en invierno MVA[inv.] y verano MVA[ver.].
- Mvar= En reactancias se incluye la capacidad de la reactancia.
- km= En nuevas líneas, repotenciaciones, cambios de conductor o DLRs se informa de la longitud en kilómetros de traza de la línea o cable. Se distingue de la información que se da en unidades físicas donde se indican los kilómetros de circuito, ya que la traza informa de la afección al terreno (Right of Way en sus siglas en inglés). Los valores aquí mostrados pueden verse afectados por la evolución natural de los proyectos y su tramitación o ingeniería de detalle, por lo que se advierte que pueden tener un rango de variación de hasta el 10 % que puede incrementar o disminuir el valor final de la longitud del activo. Se adopta el valor del 10 % conforme al valor indicado en el artículo 161 del RD 1995/2000.

Introducción

Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)

Metodología de análisis

Resultados

Anexos

I: Red de partida

II: Nuevas actuaciones

III: Anexos técnicos

I Actuación Código

Tipo de proyecto **Nombre concreto del proyecto analizado**

I Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Tipo= en subestaciones se distingue si la subestación es en intemperie o en edificio, en las ampliaciones de toda subestación, sean nuevas o existentes se distingue si la ampliación es en tecnología convencional o blindada, en líneas distingue si es línea aérea o cable y en transformadores si se trata de unidades monofásicas (Monof.) o trifásicas (Trif.), ó de banco trifásico (B. Trif) con una unidad monofásica para cada fase.

Motiv.= Motivaciones de cada activo individual

- EjeFerr: Alimentación Ejes Ferroviarios
- ApD: Apoyo a Distribución
- Consum: Consumidores
- ENL: Enlaces entre sistemas
- Gen./Alm.: Generación y Almacenamiento
- INT: Interconexiones internacionales
- N_OS: Necesidades del Operador del Sistema
- RES: Integración de renovables y restricciones técnicas
- RdT: Red de transporte (bajo esta motivación se agrupan todas las posiciones asociadas a la red de transporte como posiciones de línea, de máquinas, interruptores centrales de subestación para la conexión de accesos, posiciones afectadas por cambios de titularidad, etc...)
- RenovRdT: Renovación de red de transporte
- SdS: Seguridad de suministro

Para aquellas posiciones asociadas a la conexión de terceros a la red de transporte se indica en motivación la utilidad de la posición incluida en planificación:

- ApD: conexión de apoyo a distribución
- Consum.: conexión de consumidores directamente conectados a red de transporte
- Gen./Alm.: conexión de instalaciones de generación, incluida renovable, y de almacenamiento

Es relevante mencionar que la presente planificación no refleja reservas de posiciones o referencias a sujetos o instalaciones concretas identificadas por sus códigos de acceso, por ser el proceso de planificación un proceso diferente, aunque coordinado, al proceso de acceso y conexión. Por lo tanto, para las posiciones planificadas con una motivación de conexión que no dispongan de acceso concedido y conexión en curso, se debenformalizar los accesos pertinentes a través de los procesos establecidos para ello en la normativa, principalmente en el Real Decreto 1183/2020 y en la Circular 1/2021 y su normativa de desarrollo.

Prev.= Mejor estimación del año para la puesta en servicio.

Introducción

Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)

Metodología de análisis

Resultados

Anexos

I: Red de partida

II: Nuevas actuaciones

III: Anexos técnicos

Anexos

I: RED DE PARTIDA

Introducción

Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)

Metodología de análisis

Resultados

Anexos

I: Red de partida

II: Nuevas actuaciones

III: Anexos técnicos

ÍNDICE

Definición de la red de partida
Fichas de la red de partida
- Andalucía
- Aragón y Cataluña
- Asturias, Cantabria y Castilla y León
- Baleares
- Canarias
- Castilla-La Mancha y Madrid
- Extremadura
- Galicia
- Navarra, País Vasco y La Rioja
- Valencia y Murcia
- Interconexiones internacionales Norte España-Portugal
- Conexión de renovables
- Cambios de titularidad

DEFINICIÓN DE LA RED DE PARTIDA

Una vez determinado el escenario previsto de generación, demanda y capacidad de interconexión, es necesario definir la red de transporte base o red de partida que permita identificar las necesidades futuras de desarrollo de la red de transporte para, posteriormente, plantear las soluciones a dichas necesidades como actuaciones que configuran la propuesta inicial de desarrollo para el periodo 2021-2026.

Considerar como red de partida únicamente la red en servicio es un enfoque excesivamente limitado ya que, además de dichas instalaciones, se encuentran en construcción o con importante avance de tramitación elementos ya definidos en la planificación vigente. Por este motivo, se define la red de partida como el conjunto de elementos de la red de transporte que se puede asumir en servicio con muy alta probabilidad en el horizonte 2021-2026. Con este principio, además de las instalaciones de la red de transporte en servicio actualmente, la red de partida incluye las actuaciones de la planificación 2015-2020 vigente que cumplen los siguientes criterios a 30 de septiembre de 2019[1]:

- Actuaciones con construcción iniciada.
- Actuaciones con puesta en servicio (PES) prevista por el transportista anterior al inicio del periodo de estudio 2021-2026 (PES en 2019 y 2020).
- Actuaciones que disponen de Declaración de Impacto Ambiental (DIA). Para las actuaciones que son un conjunto de trabajos con sentido eléctrico conjunto y por tanto no se deben disociar, se consideran en red de partida si la parte crítica y mayoritaria de la actuación cuenta con DIA. Por ejemplo en el caso de una nueva línea eléctrica, si la línea tiene la DIA pero la ampliación en alguno de los extremos aún no cuenta con ella, se incorpora la actuación completa en la red de partida.
- Actuaciones que no requieren de DIA y cuya fecha de puesta en servicio prevista es inferior o igual a 2023.
- Posiciones de acceso incluidas en la planificación 2015-2020 con permisos concedidos.
- Actuaciones de interconexión entre los sistemas de estados miembros de la Unión Europea analizadas en el ámbito del Ten Years Network Development Plan europeo con análisis coste-beneficio positivo y con una fecha de puesta en servicio en línea con el horizonte de planificación.

Adicionalmente se incluyen en la red de partida todas las posiciones de acceso con permisos concedidos al amparo del Real Decreto-Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores, y que siguen vigentes a fecha de 31 de mayo de 2021.

A continuación, se muestra la relación de actuaciones que, no estando en servicio actualmente, se consideran dentro de la red de partida.

1. La definición de la red de partida para todos los estudios de necesidades y análisis coste-beneficio se cerró con la información disponible en esa fecha de las actuaciones recogidas en la planificación 2015-2020.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación RDP_ANDALUCIA
Red de partida **Andalucía**

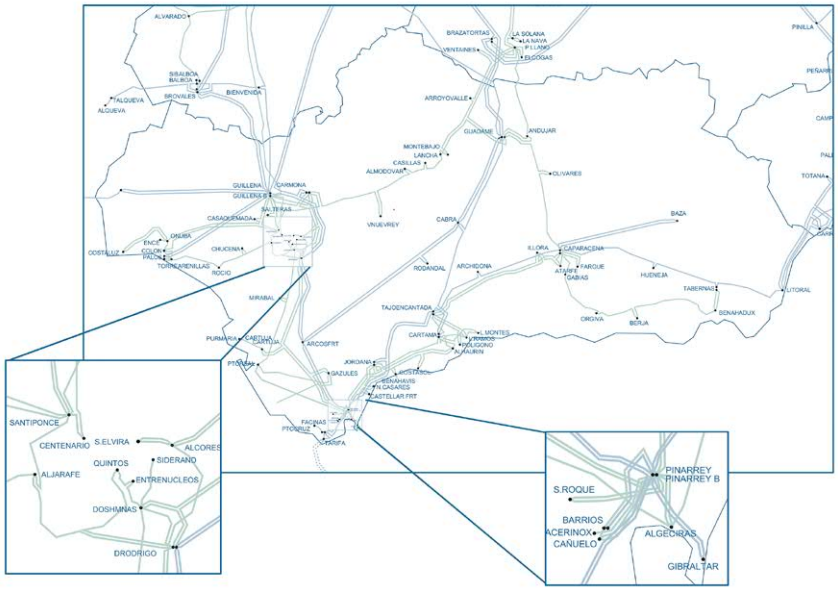
I Descripción general: La presente ficha recoge el conjunto de actuaciones de Andalucía planificadas que se incluyen en la red de partida de acuerdo a los criterios establecidos.

I Motivación / Objetivos: Asegurar la consecución de las actuaciones recogidas en la planificación 2015-2020 cuya puesta en servicio se efectuará con muy alta probabilidad en el horizonte de estudio y cuyas motivaciones específicas se detallan en las tablas siguientes.

I Alternativas: Las actuaciones de la red de partida y posibles alternativas fueron evaluadas en el proceso de elaboración del Plan de Desarrollo de la red de transporte 2015-2020.

I Dimensión Europea: No

I Mapa:



PLANIFICACIÓN H2021-2026

	Subestaciones	Líneas	Enlaces
Red de partida:	Nombre	400 kV 220 kV 132 kV 66 kV 30 kV	400 kV 132 kV 30 kV

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación RDP_ANDALUCIA
Red de partida **Andalucía**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
131,2 M€	1,91 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	12,5	12,3	12,1	12,0	11,8	11,6	11,4	11,2	11,0

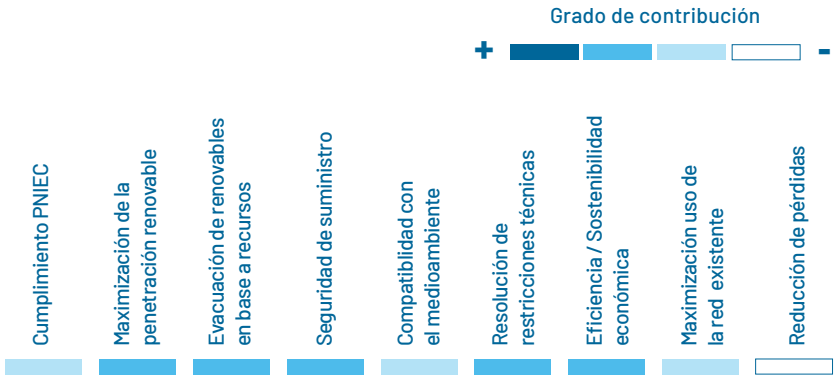
Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN
- M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación RDP_ANDALUCIA
Red de partida **Andalucía**

I Tabla de unidades físicas:

	220 kV	400 kV
Posiciones (uds.)	19	19
Línea aérea (km)	13	246
Cables (km)	4	
Repotenciación (km)	267	

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independientemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

I Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Baza REE 400 kV	Intemp.	2021
Benahavis 220 kV	Edif.	2018
Castellar de La Frontera 400 kV [1]	Intemp.	2022
Chucena 220 kV	Intemp.	2022
Mirabal 220 kV	Intemp.	2020

Notas:
1. Anteriormente Marchenilla 400.

I Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Almodóvar del Rio 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Baza REE 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2022
Baza REE 400 kV	4	Conv.	RdT	2022
Benahavis 220 kV	1	Blind.	ApD	2018
Benahavis 220 kV	3	Blind.	RdT	2018
Caparacena 400 kV	4	Conv.	RdT	2021
Carmona 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Cartuja 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2021
Castellar de La Frontera 400 kV	5	Conv.	RdT	2022
Castellar de La Frontera 400 kV	2	Conv.	EjeFerr.	2022
Chucena 220 kV	1	Conv.	ApD	2022
Chucena 220 kV	3	Conv.	RdT	2022
Don Rodrigo 400 kV	1	Conv.	RdT	2022
Don Rodrigo 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2022
Íllora 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2021
Mirabal 220 kV	1	Conv.	ApD	2020
Mirabal 220 kV	3	Conv.	RdT	2020
Palos de la Frontera 220 kV	1	Blind.	RdT	2021
Pinar del Rey 220 kV	2	Blind.	RdT	2021
Torrearenillas 220 kV	1	Conv.	RdT	2021

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación RDP_ANDALUCIA
Red de partida **Andalucía**

I Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
DC Caparacena - Baza REE 400 kV	2.370	1.910	122	Línea	RES	2022
E/S en Benahavis, de Costasol - Jordana 220 kV, cto 1	516	516	0,7	Cable	ApD	2022
E/S en Benahavis, de Costasol - Jordana 220 kV, cto 1	420	370	3	Línea	ApD	2022
E/S en Castellar de La Frontera, de Jordana - Pinar del Rey 400 kV, cto 1	1.692	1.527	1	Línea	Eje-Ferr.	2022
E/S en Chucena, de Aljarafe - Rocío 220 kV, cto 1	840	700	0,2	Línea	ApD	2022
E/S en Mirabal, de Dos Hermanas - Puerto Real 220 kV, cto 1	420	340	4	Línea	ApD	2021
Palos de la Frontera - Torrearenillas 220 kV, cto 2	548	548	3	Cable	RES	2021

Repotenciación de líneas	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Alcores - Carmona 220 kV, cto 1	420	340	30	Línea	RES	2021
Alcores - Don Rodrigo 220 kV, cto 1	420	340	44	Línea	RES	2021
Atarfe - Olivares 220 kV, cto 1	421	345	74	Línea	RES	2020
Cártama - Los Montes 220 kV, cto 1	420	360	15	Línea	RES	2021
Casaquemada - Onuba 220 kV, cto 1	423	363	63	Línea	RES	2023
Gabias - Órgiva 220 kV, cto 1	428	353	42	Línea	RES	2021

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación RDP_NORESTE
Red de partida **Aragón y Cataluña**

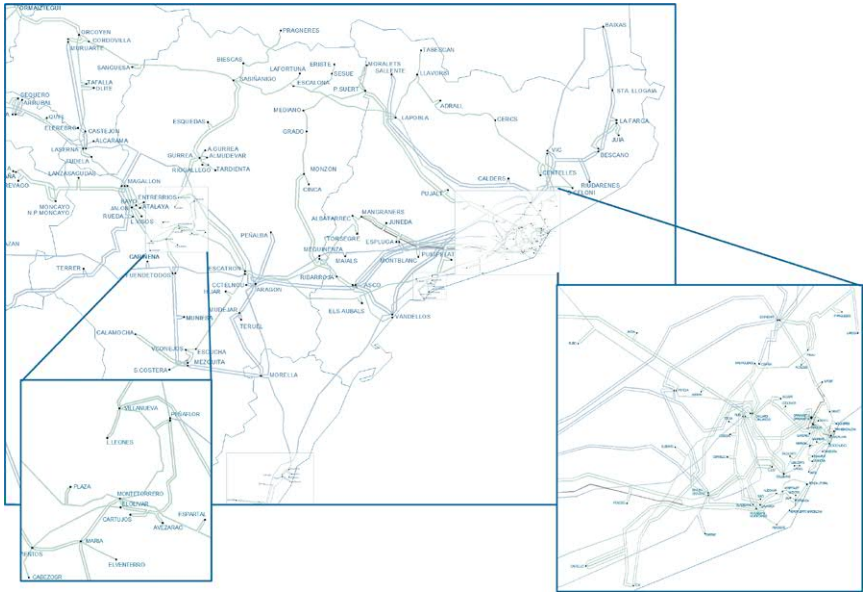
I Descripción general: La presente ficha recoge el conjunto de actuaciones de Aragón y Cataluña planificadas que se incluyen en la red de partida de acuerdo a los criterios establecidos.

I Motivación / Objetivos: Asegurar la consecución de las actuaciones recogidas en la planificación 2015-2020 cuya puesta en servicio se efectuará con muy alta probabilidad en el horizonte de estudio y cuyas motivaciones específicas se detallan en las tablas siguientes.

I Alternativas: Las actuaciones de la red de partida y posibles alternativas fueron evaluadas en el proceso de elaboración del Plan de Desarrollo de la red de transporte 2015-2020.

I Dimensión Europea: No

I Mapa:



PLANIFICACIÓN H2021-2026

	Subestaciones	Líneas	Enlaces
Red de partida:	Nombre	400 kV 220 kV 132 kV 66 kV 30 kV	400 kV 132 kV 30 kV

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación RDP_NORESTE
Red de partida **Aragón y Cataluña**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
153,7 M€	1,81 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	14,2	14,0	13,8	13,6	13,4	13,2	12,9	12,7	12,5

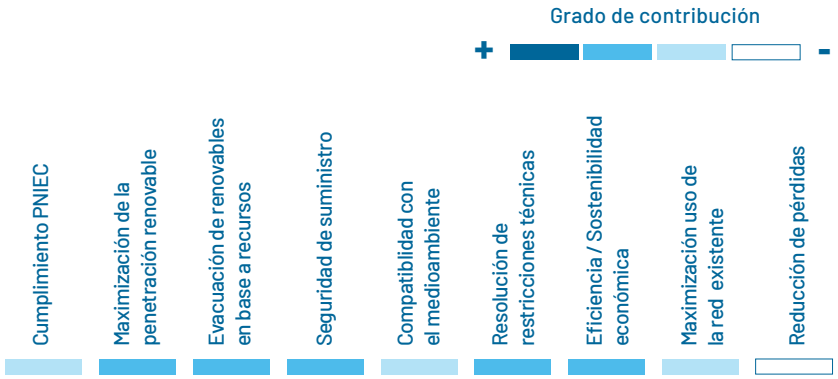
Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN
- M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación RDP_NORESTE
Red de partida **Aragón y Cataluña**

Tabla de unidades físicas:

	220 kV	400 kV
Posiciones (uds.)	30	16
Línea aérea (km)	48	35
Cables (km)	31	
Repotenciación (km)	27	

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independientemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Cariñena 400 kV	Intemp.	2021
Cerdá 220 kV	Edif.	2022
Riudarenes 400 kV	Intemp.	2024
Transbadalona 220 kV	Edif.	2023

Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Cariñena 400 kV	5	Conv.	RdT	2021
Cariñena 400 kV	2	Conv.	EjeFerr.	2021
Cerdá 220 kV	1	Blind.	ApD	2022
Cerdá 220 kV	3	Blind.	RdT	2022
Cerdá 220 kV	1	Blind.	RdT	2023
Gramanet 220 kV	1	Blind.	RdT	2023
Gurrea de Gallego 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2022
Hospitalet 220 kV	1	Conv.	RdT	2022
Mas Figueres 220 kV	2	Conv.	RdT	2018
Mezquita 220 kV	2	Conv.	RdT	2018
Mudejar 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2022
Mudejar 400 kV	1	Conv.	RdT	2022
Palau 220 kV	1	Conv.	RdT	2018
Riudarenes 400 kV	2	Conv.	EjeFerr.	2024
Riudarenes 400 kV	5	Conv.	RdT	2024
Tarragona 220 kV	1	Conv.	RdT	2019
Transbadalona 220 kV	11	Blind.	RdT	2023
Valdeconejos 220 kV	3	Conv.	RdT	2022
Villanueva de Gallego 220 kV	2	Conv.	RdT	2021

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación RDP_NORESTE
Red de partida **Aragón y Cataluña**

I Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Aeropuerto Barcelona - Cerdá 220 kV, cto 1 [1]	314	314	3	Cable	ApD	2023
Besos Nuevo - Transbadalona 220 kV, cto 2 [2]	342	342	0,5	Cable	SdS	2023
Besos Nuevo - Transbadalona 220 kV, cto 3 [3]	540	540	0,6	Cable	SdS	2023
Canyet - Gramanet 220 kV, cto 1 [4]	970	840	0,3	Cable	RES	2023
DC Escucha - Valdeconejos 220 kV [5]	360	300	4	Línea	RES	2019
DC Escucha - Valdeconejos 220 kV [6]	360	300	3	Línea	RES	2022
DC Los Leones - Villanueva de Gallego 220 kV	385	385	7	Cable	RES	2021
DC Mezquita - Valdeconejos 220 kV	400	330	1	Línea	RES	2022
DC Mezquita - Valdeconejos 220 kV	400	330	3	Línea	RES	2019
DC Mezquita - Valdeconejos 220 kV	400	330	18	Línea	RES	2020
E/S en Cariñena, de Almazán - Fuendetodos 400 kV, cto 1	1.769	1.504	0,5	Línea	Eje-Ferr.	2022
E/S en Riudarenes, de Vic - Bescanó 400 kV, cto 1	2.380	2.030	17	Línea	Eje-Ferr.	2024
Guixeres - Sant Andreu 220 kV, cto 1 [7]	450	450	0,4	Cable	RES	2023
Guixeres - Transbadalona 220 kV, cto 1 [8]	415	415	0,2	Cable	SdS	2023
Hospitalet - Cerdá 220 kV, cto 1	432	432	5	Cable	ApD	2022
La Sagrera - Transbadalona 220 kV, cto 1 [9]	415	415	0,6	Cable	SdS	2023
Mas Figueres - Palau 220 kV, cto 1	360	260	0,8	Línea	RES	2022

Nuevas líneas/cables (cont.)	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Mas Figueres - Palau 220 kV, cto 1	360	260	16	Línea	RES	2016
Mas Figueres - Palau 220 kV, cto 1	360	260	0,6	Cable	RES	2022
Sant Andreu - Transbadalona 220 kV, cto 1 [10]	414	414	0,9	Cable	SdS	2023
Sentmenat - Gramanet 220 kV, cto 1 [11]	970	840	0,5	Cable	RES	2023
Transbadalona - Badalona 220 kV, cto 1	270	270	1	Cable	SdS	2023
Transbadalona - Badalona 220 kV, cto 2	270	270	1	Cable	SdS	2023
Transbadalona - Badalona 220 kV, cto 3	270	270	1	Cable	SdS	2023
Zona Franca - Cerdá 220 kV, cto 1	460	460	1	Cable	ApD	2023

Notas:
1. AEBarcelona no entra en ZonaFranca y se conecta con Cerdá.
2. Besos Nuevo se desconecta de Badalona y se conecta con Transbadalona 1.
3. Besos Nuevo se desconecta de Badalona y se conecta con Transbadalona 1.
4. Cruzamiento en el DC: desaparece Codonyers-Canyet y S. Fost-S. Andreu 220 kV y surje Canyet-GramanetB , Sentmenat-GramanetA , S.Fost-Canyet y Codonyers-Sant Andreu 220 kV.
5. Doble circuito con tendido del primer circuito.
6. Doble circuito con tendido del primer circuito.
7. Bypass operable.
8. Guixeres se desconecta de Badalona y se conecta con Transbadalona 1.
9. Sagrera se desconecta de Baladola y se conecta con Transbadalona 1.
10. Sant Andreu se desconecta de Badalona y se conecta con Transbadalona 1.
11. Cruzamiento en el DC: desaparece Codonyers-Canyet y S. Fost-S. Andreu 220 kV y surje Canyet-GramanetB , Sentmenat-GramanetA , S.Fost-Canyet y Codonyers-Sant Andreu 220 kV.

Repotenciación de líneas	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Begues - Can Jardi 220 kV, cto 1	580	510	27	Línea	RES	2019

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación RDP_NOROESTE
Red de partida **Asturias, Cantabria y Castilla y León**

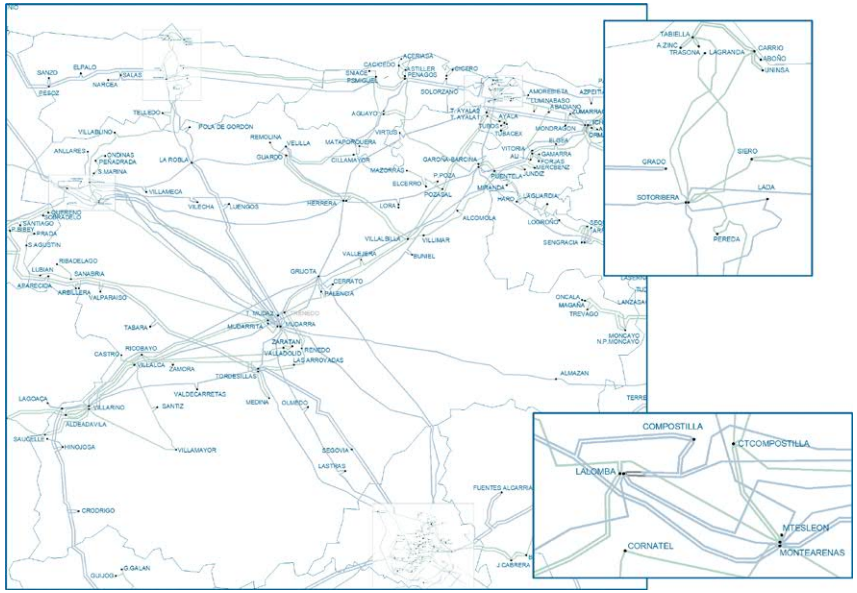
I Descripción general: La presente ficha recoge el conjunto de actuaciones de Asturias, Cantabria y Castilla y León planificadas que se incluyen en la red de partida de acuerdo a los criterios establecidos.

I Motivación / Objetivos: Asegurar la consecución de las actuaciones recogidas en la planificación 2015-2020 cuya puesta en servicio se efectuará con muy alta probabilidad en el horizonte de estudio y cuyas motivaciones específicas se detallan en las tablas siguientes.

I Alternativas: Las actuaciones de la red de partida y posibles alternativas fueron evaluadas en el proceso de elaboración del Plan de Desarrollo de la red de transporte 2015-2020.

I Dimensión Europea: No

I Mapa:



PLANIFICACIÓN H2021-2026

	Subestaciones	Líneas	Enlaces
Red de partida:	Nombre	400 kV 220 kV 132 kV 66 kV 30 kV	400 kV 132 kV 30 kV

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación RDP_NOROESTE
Red de partida **Asturias, Cantabria y Castilla y León**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
52 M€	0,58 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	4,8	4,7	4,6	4,6	4,5	4,4	4,4	4,3	4,2

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

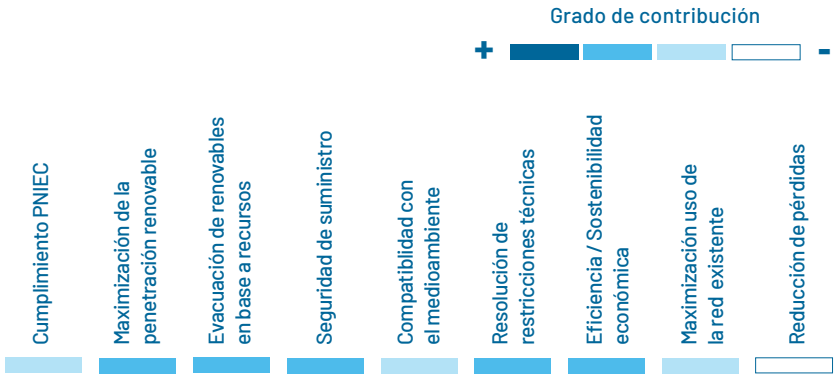
I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN

- M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación RDP_NOROESTE
Red de partida **Asturias, Cantabria y Castilla y León**

I Tabla de unidades físicas:

	220 kV	400 kV
Posiciones (uds.)	10	3
Línea aérea (km)	32	6
Cables (km)	9	
Repotenciación (km)	49	405

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independientemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

I Listado de detalle de actuaciones:

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Aguayo 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Astillero 220 kV	1	Conv.	RdT	2021
Buniel 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Buniel 400 kV	1	Conv.	RdT	2023
Cacicedo 220 kV [1]	2	Blind.	RdT	2022
Cerrato 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Cicero 220 kV [2]	1	Blind.	ApD	2012
Las Arroyadas 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2021
Renedo 220 kV	1	Conv.	RdT	2018
Tordesillas 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2019
Villamayor 220 kV	2	Conv.	EjeFerr.	2020

Notas:
1. Se requiere fluoducto para unión longitudinal de barras AIS / GIS.
2. Pendiente de conexión del transformador de apoyo a distribución.

I Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Astillero - Cacicedo 220 kV, cto 1	500	500	8	Cable	SdS	2022
Cacicedo - Cacicedo 220 kV, cto 1			0,2	Cable	ApD	2022
Renedo - T de Mudarrita 220 kV, cto 1 [1]	773	667	32	Línea	RES	2021
Soto de Ribera - La Robla 400 kV [2]	1.768	1.635	2	Línea	RES	2020
Soto de Ribera - Narcea 400 kV, cto 1 [2]	1.768	1.635	1	Línea	RES	2020
Soto de Ribera - Carrió 220 kV, cto 1 [2]	972	899	0,3	Cable	RES	2021
Soto de Ribera - Tabiella 220 kV, cto 1 [2]	972	899	0,7	Línea	RES	2020

Notas:
1. Eliminación T Renedo 220 kV quedando las líneas T Mudarra-Renedo 220 kV y Palencia-Renedo 220 kV.
2. Compactación de líneas 400 kV Robla y Narcea y 220 kV Carrió y Tabiella en la entrada de la SE Soto de Ribera.

Eliminación de T	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
DC T de Udalla - T de Udalla 400 kV	2	Línea	SdS	2023

Repotenciación de líneas	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Aldeadávila - Arañuelo 400 kV, cto 1	1.745	1.441	204	Línea	RES	2022
Aldeadávila - Hinojosa 400 kV, cto 1	1.795	1.517	22	Línea	RES	2022
Compostilla - Villablino 220 kV, cto 1	330	281	49	Línea	RES	2020
Hinojosa - Almaraz CN 400 kV, cto 1	1.745	1.441	179	Línea	RES	2022

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación RDP_BALEARES
Red de partida **Baleares**

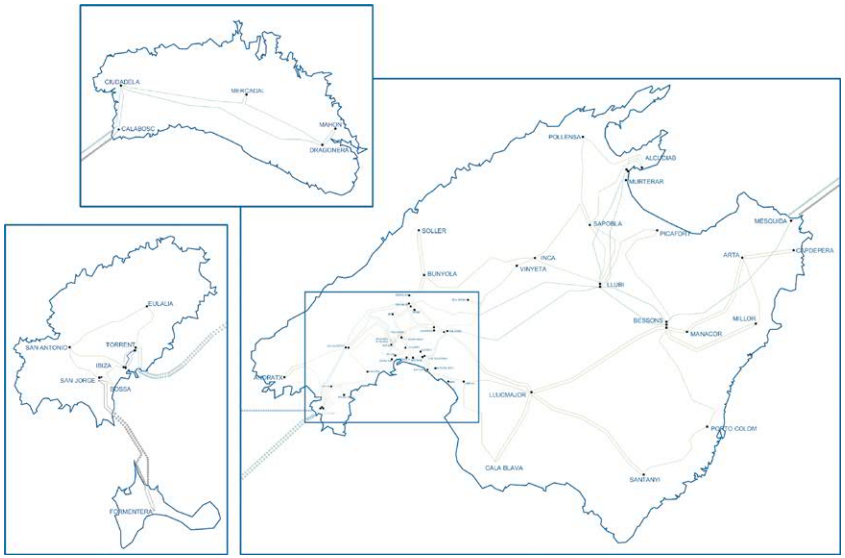
I Descripción general: La presente ficha recoge el conjunto de actuaciones de Baleares planificadas que se incluyen en la red de partida de acuerdo a los criterios establecidos.

I Motivación / Objetivos: Asegurar la consecución de las actuaciones recogidas en la planificación 2015-2020 cuya puesta en servicio se efectuará con muy alta probabilidad en el horizonte de estudio y cuyas motivaciones específicas se detallan en las tablas siguientes.

I Alternativas: Las actuaciones de la red de partida y posibles alternativas fueron evaluadas en el proceso de elaboración del Plan de Desarrollo de la red de transporte 2015-2020.

I Dimensión Europea: No

I Mapa:



PLANIFICACIÓN H2021-2026

	Subestaciones	Líneas	Enlaces
Red de partida:	Nombre	400 kV 220 kV 132 kV 66 kV 30 kV	400 kV 132 kV 30 kV

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación RDP_BALEARES
Red de partida **Baleares**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
12,1 M€	0,24 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1

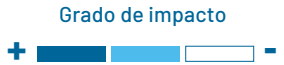
Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN

- M€

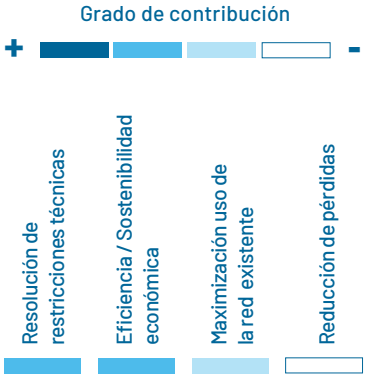
I Impacto socioambiental:



Impacto ambiental

Impacto social

I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación RDP_BALEARES
Red de partida **Baleares**

Tabla de unidades físicas:

	66 kV	132 kV	220 kV
Posiciones (uds.)	4	4	
Línea aérea (km)	0,3		
Cables (km)	4	0,2	
Renovación total de transformación a 132 kV (MVA)			320

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Son Pardo 66 kV	Edif.	2023

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Cala Blava 132 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2020
Ciudadela 132 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2021
Es Bessons 132 kV [1,2]	2	Conv.	RdT	2023
San Martín Baleares 66 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2021
Son Pardo 66 kV	3	Blind.	RdT	2023

Notas:
1. Interruptor de acoplamiento para adaptación a P.O.
2. Interruptor de salida a la línea Mesquida 132 kV para adaptación a P.O.

Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Coliseo - Son Moix 66 kV, cto 1	80	80	0	Cable	SdS	2023
E/S en Son Pardo, de Coliseo - Son Reus 66 kV, cto 1	80	55	2	Cable	SdS	2023
E/S en Son Pardo, de Coliseo - Son Reus 66 kV, cto 1	80	55	0,1	Línea	SdS	2023
Es Bessons - Es Bessons 132 kV, cto 1 [1]			0,2	Cable	SdS	2023

Notas:
1. Línea conexión del interruptor de salida a la línea Mesquida 132 kV para adaptación a P.O.

Renovación total de transformadores	MVA	Tipo	Motiv.	Prev.
Es Bessons 220/132 kV, TF1	320	B.Trif.	SdS	2023

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación RDP_CANARIAS
Red de partida **Canarias**

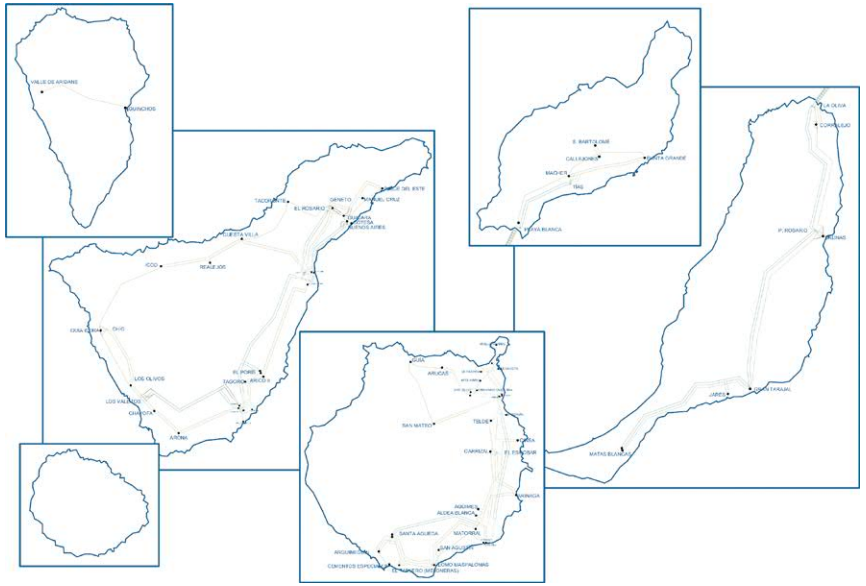
I Descripción general: La presente ficha recoge el conjunto de actuaciones de Canarias planificadas que se incluyen en la red de partida de acuerdo a los criterios establecidos.

I Motivación / Objetivos: Asegurar la consecución de las actuaciones recogidas en la planificación 2015-2020 cuya puesta en servicio se efectuará con muy alta probabilidad en el horizonte de estudio y cuyas motivaciones específicas se detallan en las tablas siguientes.

I Alternativas: Las actuaciones de la red de partida no se evalúan nuevamente en este ejercicio conforme a los principios que rigen esta Planificación por lo que no se evalúan alternativas.

I Dimensión Europea: No

I Mapa:



PLANIFICACIÓN H2021-2026

	Subestaciones	Líneas	Enlaces
Red de partida:	Nombre	400 kV 220 kV 132 kV 66 kV 30 kV	400 kV 132 kV 30 kV

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación RDP_CANARIAS
Red de partida **Canarias**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
444,3 M€	4,91 M€/año

Costes de Retribución

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
M€	0,0	40,8	40,2	39,6	39,0	38,3	37,7	37,1	36,5	35,9

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

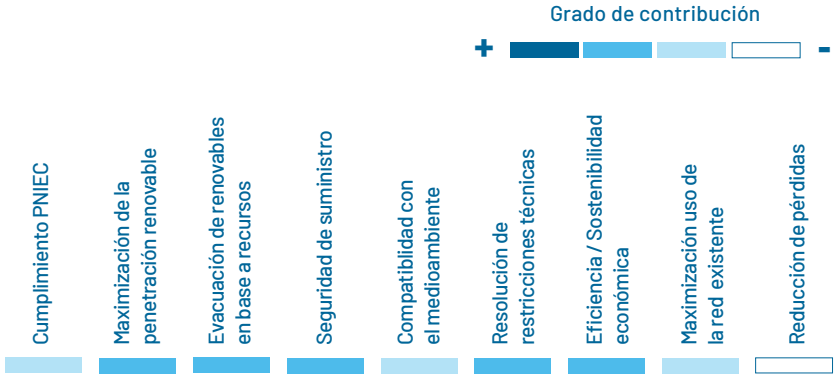
I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN

- M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación RDP_CANARIAS
Red de partida **Canarias**

I Tabla de unidades físicas:

	66 kV	132 kV	220 kV
Posiciones (uds.)	100	27	37
Línea aérea (km)	52	118	16
Cables (km)	62	9	17
Transformación a 132 kV (MVA)			90
Transformación a 66 kV (MVA)		240	1.000
Repotenciación (km)	12		
Reactancia (Mvar)		18	
Enlace Submarino (km)		17	
Cambio de tensión (km)			27

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

I Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Barranco de Tirajana II 220 kV	Edif.	2022
Buenos Aires 220 kV	Edif.	2022
Cañada de La Barca 132 kV	Edif.	2023
Chío 66 kV	Edif.	2023
El Rosario 220 kV	Edif.	2021
El Rosario 66 kV	Edif.	2021
Escobar 66 kV	Edif.	2020
Gran Tarajal 132 kV	Edif.	2023
Las Caletillas 220 kV	Edif.	2022
Vallitos 220 kV	Edif.	2023
Vallitos 66 kV	Edif.	2023

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Abona 66 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2021
Arinaga 66 kV	1	Blind.	EjeFerr.	2023
Arinaga 66 kV	2	Blind.	RdT	2019
Barranco de Tirajana 220 kV	2	Blind.	RdT	2022
Barranco de Tirajana 66 kV	1	Conv.	RdT	2020
Barranco de Tirajana 66 kV	2	Conv.	RdT	2021
Barranco de Tirajana II 220 kV	2	Blind.	RdT	2022
Buenos Aires 220 kV	6	Blind.	RdT	2022

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación RDP_CANARIAS
Red de partida **Canarias**

I Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Ampliación de subestaciones (cont.)	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Buenos Aires 66 kV	2	Conv.	RdT	2021
Cañada de La Barca 132 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Cañada de La Barca 132 kV	4	Blind.	RdT	2023
Chío 66 kV	10	Blind.	RdT	2023
Cinsa 66 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
El Matorral 66 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2021
El Porís 66 kV	1	Blind.	RdT	2018
El Porís 66 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2021
El Rosario 220 kV	4	Blind.	RdT	2022
El Rosario 220 kV	2	Blind.	RdT	2021
El Rosario 66 kV	14	Blind.	RdT	2021
El Tablero 66 kV	2	Blind.	RdT	2022
Escobar 66 kV	3	Blind.	RdT	2020
Gran Tarajal 132 kV	10	Blind.	RdT	2023
Gran Tarajal 132 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Gran Tarajal 66 kV	2	Blind.	RdT	2023
Granadilla 220 kV	1	Blind.	RdT	2023
Granadilla II 220 kV	1	Blind.	RdT	2023
Guía 66 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Jares 132 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2022
La Oliva 132 kV	2	Blind.	RdT	2017
La Oliva 66 kV	3	Blind.	RdT	2019
La Oliva 66 kV	3	Blind.	RdT	2018
Las Caletillas 220 kV [1]	9	Blind.	RdT	2022
Las Salinas 66 kV	1	Blind.	RdT	2022
Las Salinas 66 kV	1	Móvil	RdT	2022
Los Guinchos 66 kV [2]	2	Conv./Blind.	RdT	2023
Los Olivos 66 kV	4	Blind.	RdT	2023
Matas Blancas 132 kV	1	Blind.	RdT	2017
Matas Blancas 66 kV	1	Conv.	RdT	2017
Móvil 66 kV	1	Móvil	RdT	2022
Playa Blanca 132 kV	5	Blind.	RdT	2019
Puerto del Rosario 66 kV	3	Blind.	Gen./Alm.	2017
Puerto del Rosario 66 kV	9	Blind.	RdT	2017
Sabinal 220 kV	4	Blind.	RdT	2023
Sabinal 66 kV	12	Blind.	RdT	2023
Santa Águeda 66 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2020
Santa Águeda 66 kV	1	Blind.	RdT	2019
Tagoro 66 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Telde 66 kV	1	Conv.	EjeFerr.	2023
Telde 66 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2021
Tías 132 kV	2	Blind.	RdT	2020
Vallitos 220 kV	6	Blind.	RdT	2023
Vallitos 66 kV	9	Blind.	RdT	2023

Notas:
1. Alta del DC Granadilla I-Buenos Aires/ Granadilla II-Caletillas 220 kV y baja del DC Granadillal/ Granadilla I-Candelaria.
2. Reconfiguración de Guinchos para adaptación a PO: tipología de posiciones pendiente de viabilidad final del proyecto.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación RDP_CANARIAS
Red de partida **Canarias**

I Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Arguineguín - Santa Águeda 66 kV, cto 3	82	82	0,1	Cable	SdS	2022
DC Arguineguín - Santa Águeda 66 kV [1]	74	74	1	Línea	SdS	2022
DC Arinaga - Escobar 66 kV	67	67	5	Línea	RES	2023
DC Arinaga - Escobar 66 kV	75	75	3	Cable	RES	2023
DC Buenos Aires - Las Caletillas 220 kV	342	342	0,3	Línea	SdS	2022
DC Buenos Aires - Las Caletillas 220 kV	395	395	0,3	Cable	SdS	2022
DC Candelaria - Las Caletillas 220 kV	459	459	0,4	Cable	SdS	2022
DC Chío - Guía de Isora 66 kV	80	80	1	Cable	SdS	2023
DC Chío - Los Olivos 66 kV [2]	76	76	12	Línea	SdS	2023
DC Chío - Los Olivos 66 kV [3]	83	80	2	Cable	SdS	2023
DC El Rosario - Guajara 66 kV	69	69	8	Cable	SdS	2022
DC Geneto - El Rosario 66 kV	76	76	5	Cable	SdS	2021
DC Gran Tarajal - Matas Blancas 132 kV	190	190	0,1	Cable	SdS	2023
DC La Oliva - Corralejo 66 kV	80	80	5	Cable	SdS	2020
DC Las Caletillas - El Rosario 220 kV	303	303	8	Línea	SdS	2022
DC Las Caletillas - El Rosario 220 kV	303	303	2	Cable	SdS	2022
DC Las Salinas - Puerto del Rosario 66 kV	80	80	4	Cable	SdS	2022

Nuevas líneas/cables (cont.)	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
DC Puerto del Rosario - Gran Tarajal 132 kV [4]	160	160	44	Línea	SdS	2023
DC Puerto del Rosario - Gran Tarajal 132 kV	160	160	0,3	Cable	SdS	2023
DC Santa Águeda - Barranco de Tirajana II 220 kV	323	323	1	Cable	SdS	2022
DC Tías - Playa Blanca 132 kV	160	160	14	Línea	SdS	2023
DC Tías - Playa Blanca 132 kV	190	190	3	Cable	SdS	2023
DC Vallitos - Granadilla 220 kV	200	200	0,1	Línea	SdS	2023
DC Vallitos - Granadilla 220 kV	200	200	4	Cable	SdS	2023
E/S en Abona, de Granadilla II - Vallitos 220 kV, cto 1	393	360	1	Cable	RES	2023
E/S en Cañada de La Barca, de Gran Tarajal - Matas Blancas 132 kV, cto 1	160	160	0,5	Línea	RES	2023
E/S en Cañada de La Barca, de Gran Tarajal - Matas Blancas 132 kV, cto 1	160	160	0,5	Cable	RES	2023
E/S en Escobar, de Agüimes - Cinsa 66 kV, cto 1	55	55	0,2	Cable	RES	2021
E/S en Escobar, de Carrizal - Barranco de Tirajana 66 kV, cto 1	77	77	0,2	Cable	RES	2021
E/S en Escobar, de Carrizal - Telde 66 kV, cto 1	77	77	0,2	Cable	RES	2021

Notas:
1. Doble circuito con tendido del primer circuito. Se requiere la baja de parte de los circuitos actuales de llegada a Arguineguín.
2. Se requiere la baja de la línea Icod de Los Vinos-Guía de Isora 66 kV.
3. Se requiere la baja de la línea Icod de Los Vinos-Guía de Isora 66 kV.
4. Condicionado a la puesta en servicio todo el eje de 132 kV entre Tías-Playa Blanca y La Oliva-Matas Blancas, se procederá a la baja de Macher-Playa Blanca 66kV y Corralejo-Salinas-Gran Tarajal-Matas Blancas 66 kV.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación RDP_CANARIAS
Red de partida **Canarias**

I Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Nuevas líneas/cables (cont.)	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
E/S en Puerto del Rosario, de Corralejo - Las Salinas 66 kV, cto 1	80	80	0,8	Línea	SdS	2022
E/S en Puerto del Rosario, de Corralejo - Las Salinas 66 kV, cto 1	80	80	0,2	Cable	SdS	2022
E/S en Puerto del Rosario, de Gran Tarajal - Las Salinas 66 kV, cto 1	80	80	0,1	Cable	SdS	2022
E/S en Puerto del Rosario, de Gran Tarajal - Las Salinas 66 kV, cto 1	80	80	1	Línea	SdS	2022
E/S en Vallitos, de Chayofa - Los Olivos 66 kV, cto 1	62	62	4	Línea	SdS	2023
E/S en Vallitos, de Chayofa - Los Olivos 66 kV, cto 1	62	62	1	Cable	SdS	2023
El Tablero - Lomo Maspalomas 66 kV, cto 2	80	80	0,3	Cable	SdS	2022
El Tablero - Lomo Maspalomas 66 kV, cto 2	76	76	6	Línea	SdS	2022
El Tablero - Santa Águeda 66 kV, cto 2	90	90	3	Cable	SdS	2022
La Oliva - Playa Blanca 132 kV, cto 1	120	120	17	Subm.	ENL	2022

Cambios de tensión	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
DC Buenos Aires - Las Caletillas 220 kV	400	400	6	Cable	SdS	2022
DC Buenos Aires - Las Caletillas 220 kV	400	400	14	Línea	SdS	2022

Cambios de topología	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Barranco de Calderina - Sabinal 66 kV, cto 1 [1]	76	76	0,3	Cable	SdS	2023
Buenavista GC - Sabinal 66 kV, cto 1 [2]	60	60	0,5	Cable	SdS	2023
Chío - Icod de Los Vinos 66 kV, cto 1 [3]	46	43	0,5	Cable	SdS	2023
Chío - Los Olivos 66 kV, cto 1 [4]	52	48	0,5	Cable	SdS	2023
DC Barranco de Calderina - Sabinal 66 kV	76	76	0,2	Cable	SdS	2023
DC Buenavista GC - Sabinal 66 kV	60	60	0,1	Cable	SdS	2023
DC El Rosario - Dique del Este 66 kV [5]	66	66	6	Cable	SdS	2022
DC El Rosario - Tacoronte 66 kV [6]	66	66	0,4	Cable	SdS	2022
DC Guanarteme - Sabinal 66 kV	58	58	0,1	Cable	SdS	2023
DC Las Caletillas - Granadilla 220 kV [7]	290	290	0,5	Línea	SdS	2022
DC Santa Águeda - Cementos Especiales 66 kV [8]	40	40	0,5	Línea	SdS	2022
Guanarteme - Sabinal 66 kV, cto 1 [9]	58	58	0,2	Cable	SdS	2023
La Oliva - Playa Blanca 66 kV, cto 1 [10]	60	60	0,5	Cable	ENL	2022

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación RDP_CANARIAS
Red de partida **Canarias**

I Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Cambios de topología (cont.)	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
La Oliva - Puerto del Rosario 66 kV, cto 1 [11]	60	60	0,5	Cable	ENL	2022
La Paterna - Sabinal 66 kV, cto 2	60	60	0,8	Cable	SdS	2023
San Agustín (Gran Canaria) - El Tablero 66 kV, cto 1 [12]	66	66	0,5	Cable	SdS	2022

Notas:
1. Cambio topología con baja de las líneas Jinamar-Bco Seco y Jinamar- Bco de Calderina 66kV y alta de las líneas Sabinal-Bco Seco y Sabinal-Bco de Calderina 66kV.
2. Cambio topología con baja de las líneas Jinamar-Buenavista y Jinamar- La Paterna 1 66kV y alta de las líneas Sabinal-Buenavista y Sabinal-La Paterna 1 66kV.
3. Cambio topología con alta Chío-Icod 66 kV y baja Guía Isora-Icod 66 kV.
4. Cambio topología con alta Chío-Los Olivos 66 kV y baja Guía Isora-Los Olivos 66 kV.
5. Cambio topológico del DC Dique del Este/Manuel Cruz-Geneto a DC Dique del Este/Manuel Cruz-El Rosario 66 kV.
6. Cambio topológico de Tacoronte-Geneto a Tacoronte-El Rosario 66 kV.
7. Antigua línea Granadilla-Candelaria cto. 1 220 kV.
8. Cambio de topología con baja de las líneas Sta Águeda-Arguineguín 1 y Arguineguín Cementos Especiales y alta de Sta Águeda-C Especiales 1 66 kV.
9. Cambio topología con baja de las líneas Jinamar-Guanarteme y Jinamar- La Paterna 2 66kV y alta de las líneas Sabinal-Guanarteme y Sabinal-La Paterna 2 66kV.
10. Alta de La Oliva-Playa Blanca 66 kV y La Oliva-Puerto del Rosario 66 kV por cambio topológico del enlace actual Corralejo-Playa Blanca 66 kV y de la línea-cable Corralejo-Puerto del Rosario 66 kV.
11. Alta de La Oliva-Playa Blanca 66 kV y La Oliva-Puerto del Rosario 66 kV por cambio topológico del enlace actual Corralejo-Playa Blanca 66 kV y de la línea-cable Corralejo-Puerto del Rosario 66 kV.
12. Bypass no operable en Lomo Maspalomas de San Agustín-Lomo Maspalomas y Lomo Maspalomas-El Tablero ct2 66kV.

Repotenciación de líneas	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Jinámar - Lomo Apolinario 66 kV, cto 1	76	76	7	Línea	SdS	2023
Sabinal - Barranco Seco 66 kV, cto 1	76	76	4	Línea	SdS	2023

Nuevos transformadores	MVA	Tipo	Motiv.	Prev.
Buenos Aires 220/66 kV, TF1	125	B.Trif.	SdS	2019
Buenos Aires 220/66 kV, TF2	125	B.Trif.	SdS	2022
El Rosario 220/66 kV, TF1	125	B.Trif.	SdS	2021
El Rosario 220/66 kV, TF2	125	B.Trif.	SdS	2021
Gran Tarajal 132/66 kV, TF1	80	B.Trif.	SdS	2023
Gran Tarajal 132/66 kV, TF2	80	B.Trif.	SdS	2023
Matas Blancas 132/66 kV, TF2	80	B.Trif.	SdS	2017
Móvil 220/132 kV, TF1	30	B.Trif.	SdS	2023
Móvil 220/132 kV, TF2	30	B.Trif.	SdS	2023
Móvil 220/132 kV, TF3	30	B.Trif.	SdS	2023
Sabinal 220/66 kV, TF3	125	B.Trif.	SdS	2023
Sabinal 220/66 kV, TF4	125	B.Trif.	SdS	2023
Vallitos 220/66 kV, TF1	125	B.Trif.	SdS	2023
Vallitos 220/66 kV, TF2	125	B.Trif.	SdS	2023

Nuevos reactancias	MVAr	Tipo	Motiv.	Prev.
La Oliva 132 kV, REA1	9	-	ENL	2017
Playa Blanca 132 kV, REA1	9	-	ENL	2019

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación RDP_CENTRO
Red de partida **Castilla-La Mancha y Madrid**

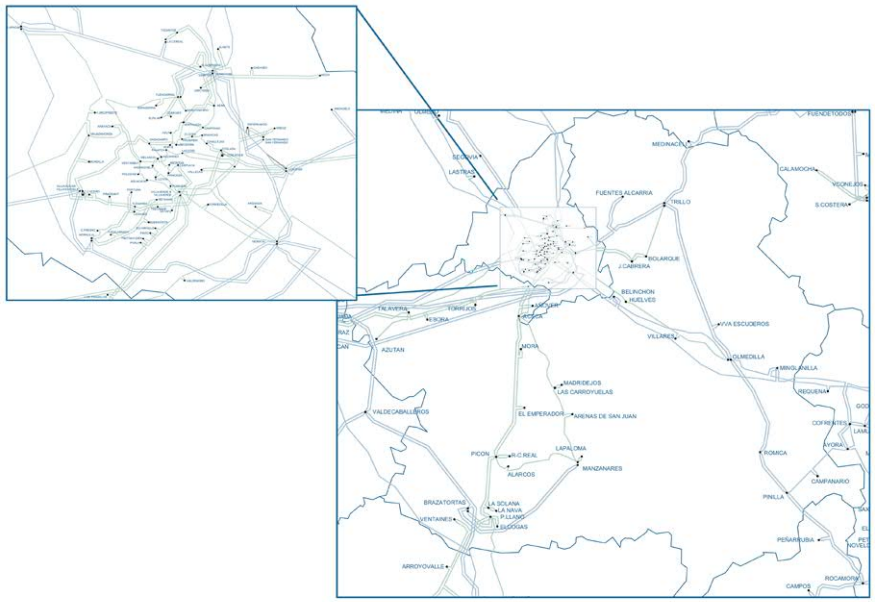
I Descripción general: La presente ficha recoge el conjunto de actuaciones de Castilla-La Mancha y Madrid planificadas que se incluyen en la red de partida de acuerdo a los criterios establecidos.

I Motivación / Objetivos: Asegurar la consecución de las actuaciones recogidas en la planificación 2015-2020 cuya puesta en servicio se efectuará con muy alta probabilidad en el horizonte de estudio y cuyas motivaciones específicas se detallan en las tablas siguientes.

I Alternativas: Las actuaciones de la red de partida y posibles alternativas fueron evaluadas en el proceso de elaboración del Plan de Desarrollo de la red de transporte 2015-2020.

I Dimensión Europea: No

I Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación RDP_CENTRO
Red de partida **Castilla-La Mancha y Madrid**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
99,5 M€	1,48 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	9,5	9,4	9,2	9,1	9,0	8,8	8,7	8,5	8,4

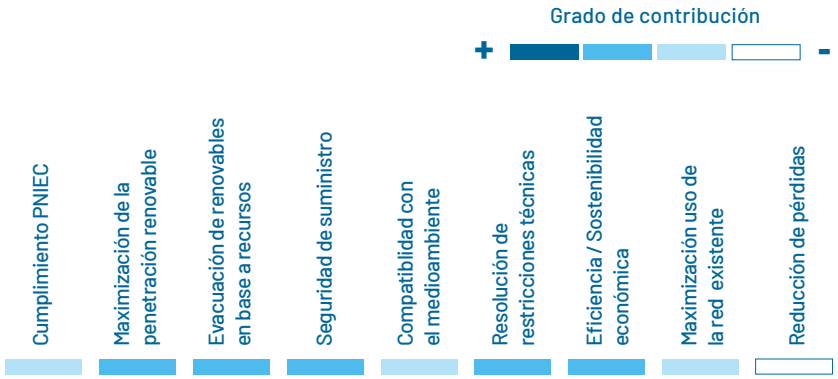
Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN
- M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación RDP_CENTRO
Red de partida **Castilla-La Mancha y Madrid**

Tabla de unidades físicas:

	220 kV	400 kV
Posiciones (uds.)	18	17
Línea aérea (km)	4	4
Cables (km)	11	
Transformación a 220 kV (MVA)		1.200
Repotenciación (km)	125	264

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independientemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Olmedilla 220 kV	Intemp.	2022
San Fernando 220 kV	Edif.	2022
San Fernando 400 kV	Edif.	2023

Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Brazatortas 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Brazatortas 400 kV	1	Conv.	RdT	2023
Coslada 220 kV [1]	5	Conv.	RdT	2020
José Cabrera 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Loeches 400 kV [2]	2	Conv.	RdT	2022
Minglanilla 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2020
Olmedilla 220 kV	3	Conv.	RdT	2022
Olmedilla 400 kV	3	Conv.	RdT	2022
Olmedilla 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2022
San Fernando 220 kV	3	Blind.	RdT	2022
San Fernando 220 kV	3	Blind.	RdT	2023
San Fernando 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
San Fernando 400 kV	6	Blind.	RdT	2023
San Sebastián de los Reyes 400 kV [3]	1	Conv.	RdT	2022
Villares del Saz 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2021

Notas:
1. Coslada B 220 kV con conexión a Coslada 220 kV circuitos 1 y 2 (Acoplamiento longitudinal de barras. Tecnología AIS) y conexión de las posiciones de Getafe y Loeches previamente conectadas a Coslada. Ampliación de subestación Coslada B 220 kV para acoplamiento transversal.
2. Cambio de tensión y topología de las líneas Loeches-Puente San Fernando 220 kV y Puente San Fernando- San Sebastián de los Reyes 220 kV con alta de la línea Loeches-San Sebastián de los Reyes 2 400 kV.
3. Cambio de tensión y topología de las líneas Loeches-Puente San Fernando 220 kV y Puente San Fernando- San Sebastián de los Reyes 220 kV con alta de la línea Loeches-San Sebastián de los Reyes 2 400 kV.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación RDP_CENTRO
Red de partida **Castilla-La Mancha y Madrid**

I Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
DC San Fernando - Puente San Fernando 220 kV	440	440	1	Cable	ApD	2022
E/S en Ébora, de Torrijos - Almaraz ET 220 kV, cto 1	770	630	2	Línea	ApD	2020
E/S en San Fernando, de Algete - Ardoz 220 kV, cto 1	470	390	0,4	Cable	ApD	2023
E/S en San Fernando, de Morata ET - Morata 400 kV, cto 1	1.773	1.456	0,9	Línea	ApD	2023
Loeches - San Sebastián de los Reyes 400 kV, cto 2 [1]	1.490	1.490	2	Línea	ApD	2022
Olmedilla - Olmedilla 220 kV, cto 1 [2]			0,8	Cable	RES	2022

Notas:
1. Cambio de tensión y topología : la línea de 400 kV Loeches-San Sebastián de los Reyes aumenta su traza en 2 km.
2. Para conexión del transformador, que se conecta a la red de 220 kV mediante cable (0.8 km).

Repotenciación de líneas	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Huelves - Villares del Saz 220 kV, cto 1	464	384	43	Línea	RES	2020
Olmedilla - Trillo 400 kV, cto 1	2.631	2.171	131	Línea	RES	2023
Olmedilla - Villanueva de Los Escuderos 400 kV, cto 1	2.631	2.171	48	Línea	RES	2023
Puertollano - Venta Ines 220 kV, cto 1	434	355	31	Línea	RES	2020
Villanueva de Los Escuderos - Trillo 400 kV, cto 1	2.631	2.171	85	Línea	RES	2023
Villares del Saz - Olmedilla 220 kV, cto 1	464	384	51	Línea	RES	2021

Nuevos transformadores	MVA	Tipo	Motiv.	Prev.
Olmedilla 400/220 kV, TF1	600	Trif.	RES	2022
San Fernando 400/220 kV, TF1	600	B.Trif.	ApD	2023

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación RDP_EXTREM
Red de partida **Extremadura**

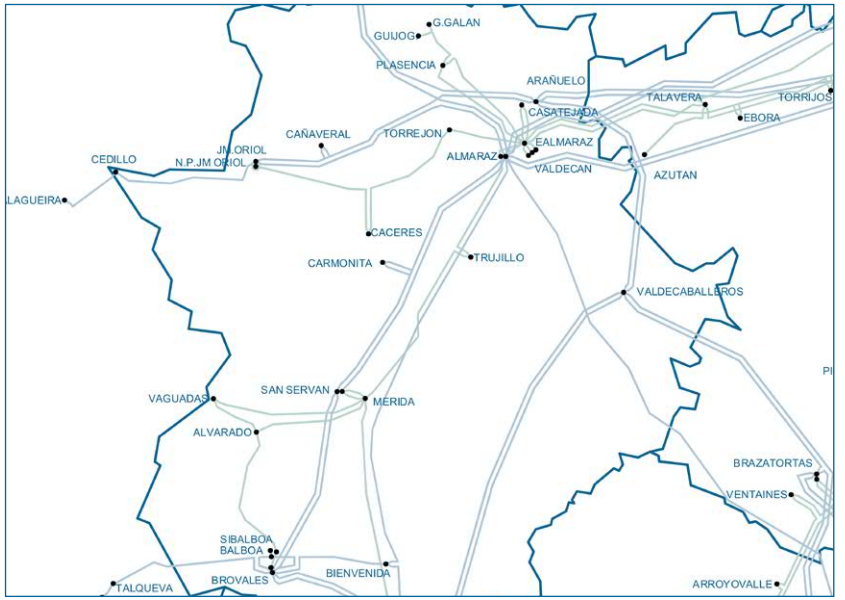
I Descripción general: La presente ficha recoge el conjunto de actuaciones de Extremadura planificadas que se incluyen en la red de partida de acuerdo a los criterios establecidos.

I Motivación / Objetivos: Asegurar la consecución de las actuaciones recogidas en la planificación 2015-2020 cuya puesta en servicio se efectuará con muy alta probabilidad en el horizonte de estudio y cuyas motivaciones específicas se detallan en las tablas siguientes.

I Alternativas: Las actuaciones de la red de partida y posibles alternativas fueron evaluadas en el proceso de elaboración del Plan de Desarrollo de la red de transporte 2015-2020.

I Dimensión Europea: No

I Mapa:



PLANIFICACIÓN H2021-2026

	Subestaciones	Líneas	Enlaces
Red de partida:	Nombre	400 kV 220 kV 132 kV 66 kV 30 kV	400 kV 132 kV 30 kV

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación RDP_EXTREM
Red de partida **Extremadura**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
36,9 M€	0,79 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	3,8	3,7	3,7	3,6	3,6	3,5	3,5	3,4	3,4

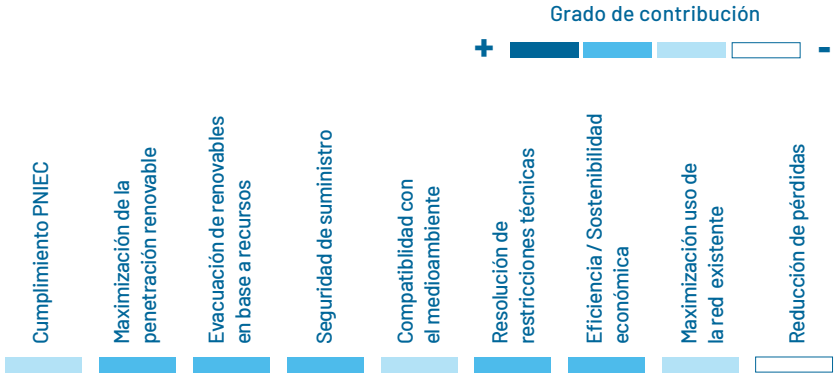
Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN
- M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación RDP_EXTREM
Red de partida **Extremadura**

Tabla de unidades físicas:

	66 kV	220 kV	400 kV
Posiciones (uds.)	2	6	9
Línea aérea (km)	0,1	2	2
Transformación a 220 kV (MVA)			1.100
Repotenciación (km)			338
Reactancia (Mvar)		200	

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independientemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Carmonita 400 kV	Intemp.	2021
Jose María de Oriol NP 220 kV	Intemp.	2021

Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Almaraz ET 220 kV	1	Conv.	RdT	2022
Carmonita 400 kV	2	Conv.	EjeFerr.	2021
Carmonita 400 kV	5	Conv.	RdT	2021
Carmonita 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2021
Jose María de Oriol NP 220 kV [1]	4	Conv.	RdT	2021
Río Caya 66 kV	2	Conv.	INT	2021
San Servan 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023

Notas:
1. Traslado de la posición Cáceres de J.M. Oriol a J.M. Oriol NP 220 kV.

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
DC Cáceres - Jose María de Oriol NP 220 kV [1]	430	350	0,6	Línea	RES	2021
DC Jose María de Oriol - Jose María de Oriol NP 220 kV	860	730	0,2	Línea	RES	2021
E/S en Carmonita, de Almaraz CN - San Servan 400 kV, cto 1	2.343	1.942	1	Línea	Eje-Ferr.	2021
Río Caya - Frontera Portuguesa 66 kV, cto 1 [2]			0,1	Línea	INT	2021

Notas:
1. Traslado de la posición Cáceres de J.M. Oriol a J.M. Oriol NP 220 kV.
2. Cambio topología línea Badajoz - Frontera Portuguesa a Río Caya - Frontera Portuguesa.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación RDP_EXTREM
Red de partida **Extremadura**

I Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Repotenciación de líneas	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Almaraz CN - Villaviciosa 400 kV, cto 1	1.756	1.445	169	Línea	RES	2022
Almaraz CN - Villaviciosa 400 kV, cto 2	1.756	1.445	169	Línea	RES	2022

Nuevos transformadores	MVA	Tipo	Motiv.	Prev.
Almaraz CN 400/220 kV, TF1	600	B.Trif.	RES	2021
Arañuelo 400/220 kV, TF1 [1]	500	Trif.	RES	2022

Notas:
1. Reserva estratégica. Anteriormente planificado en Almaraz CN.

Nuevos reactancias	MVAr	Tipo	Motiv.	Prev.
Almaraz ET 220 kV, REA1	100	-	SdS	2022
Jose María de Oriol NP 220 kV, REA1	100	-	SdS	2021

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación RDP_GALICIA
Red de partida **Galicia**

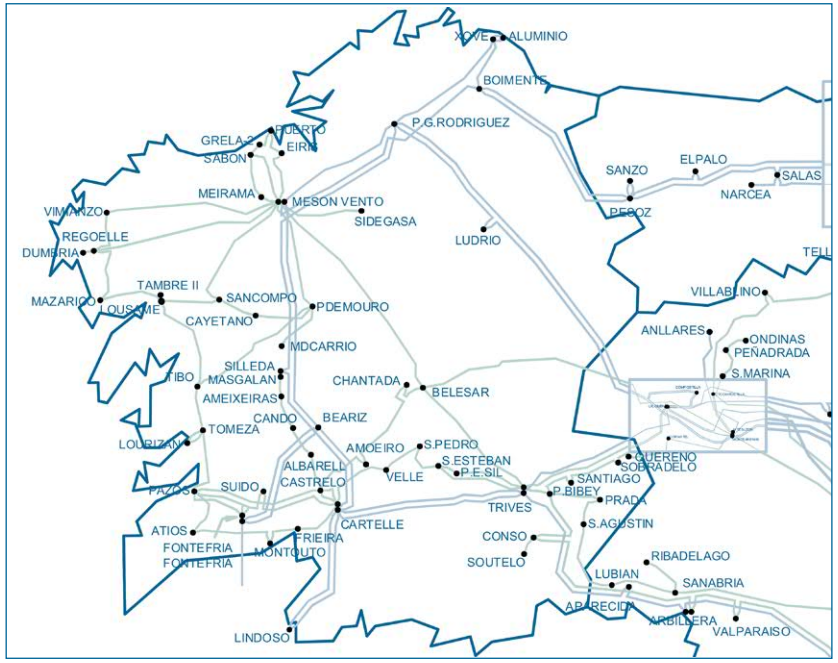
I Descripción general: La presente ficha recoge el conjunto de actuaciones de Galicia planificadas que se incluyen en la red de partida de acuerdo a los criterios establecidos.

I Motivación / Objetivos: Asegurar la consecución de las actuaciones recogidas en la planificación 2015-2020 cuya puesta en servicio se efectuará con muy alta probabilidad en el horizonte de estudio y cuyas motivaciones específicas se detallan en las tablas siguientes.

I Alternativas: Las actuaciones de la red de partida y posibles alternativas fueron evaluadas en el proceso de elaboración del Plan de Desarrollo de la red de transporte 2015-2020.

I Dimensión Europea: No

I Mapa:



PLANIFICACIÓN H2021-2026

	Subestaciones	Líneas	Enlaces
Red de partida:	Nombre	400 kV 220 kV 132 kV 66 kV 30 kV	400 kV 132 kV 30 kV

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación RDP_GALICIA
Red de partida **Galicia**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
63,8 M€	0,82 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	6,0	5,9	5,8	5,7	5,6	5,5	5,4	5,3	5,3

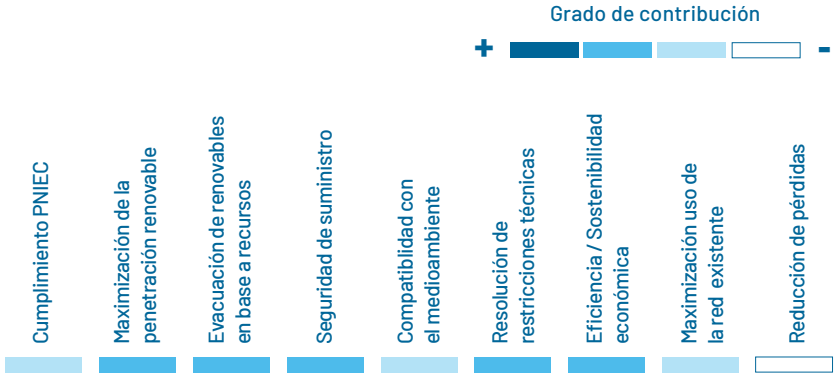
Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN
- M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación RDP_GALICIA
Red de partida **Galicia**

I Tabla de unidades físicas:

	220 kV
Posiciones (uds.)	23
Línea aérea (km)	104
Cables (km)	0,4
Repotenciación (km)	49

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independientemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

I Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Tomeza 220 kV	Intemp.	2021

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Atios 220 kV	1	Conv.	RdT	2010
Chantada 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2021
Fontefría 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2024
Fontefría 220 kV	3	Conv.	RdT	2024
Lousame 220 kV	2	Conv.	RdT	2019
Mazaricos 220 kV	1	Conv.	RdT	2019
Montouto 220 kV	1	Conv.	RdT	2010
Pazos de Borbén 220 kV	1	Conv.	RdT	2024
Regoelle 220 kV	2	Blind.	RdT	2016
Santiago de Compostela 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Tibo 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2022
Tibo 220 kV	1	Conv.	RdT	2011
Tomeza 220 kV	2	Blind.	EjeFerr.	2021
Tomeza 220 kV	5	Blind.	RdT	2021

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación RDP_GALICIA
Red de partida **Galicia**

I Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Atios - Montouto 220 kV, cto 1	576	526	0,4	Cable	RES	2021
Atios - Montouto 220 kV, cto 1	440	440	4	Línea	RES	2021
Atios - Montouto 220 kV, cto 1	440	440	24	Línea	RES	2013
DC Lousame - Mazaricos 220 kV [1]	860	750	28	Línea	RES	2021
DC Lousame - Tibo 220 kV [2]	860	750	41	Línea	RES	2022
E/S en Fontefría, de Suido - Pazos de Borbén 220 kV, cto 1	979	831	2	Línea	INT	2024
E/S en Regoelle, de Dumbría - Mesón do Vento 220 kV, cto 1	320	270	2	Línea	RES	2022
E/S en Tomeza, de Lourizán - Pazos de Borbén 220 kV, cto 1	320	240	0,1	Línea	Eje-Ferr.	2021
E/S en Tomeza, de Lourizán - Tibo 220 kV, cto 1	320	240	0,1	Línea	Eje-Ferr.	2021
Fontefría - Pazos de Borbén 220 kV, cto 2 [3]	979	831	0,1	Línea	INT	2024

Repotenciación de líneas	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Pazos de Borbén - Tomeza 220 kV, cto 1	438	374	22	Línea	RES	2021
Tibo - Tomeza 220 kV, cto 1	438	374	27	Línea	RES	2021

Notas:
1. Doble circuito con tendido del primer circuito.
2. Doble circuito con tendido del primer circuito.
3. La nueva línea utiliza parte del circuito existente.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación RDP_NORTE
Red de partida **Navarra, País Vasco y La Rioja**

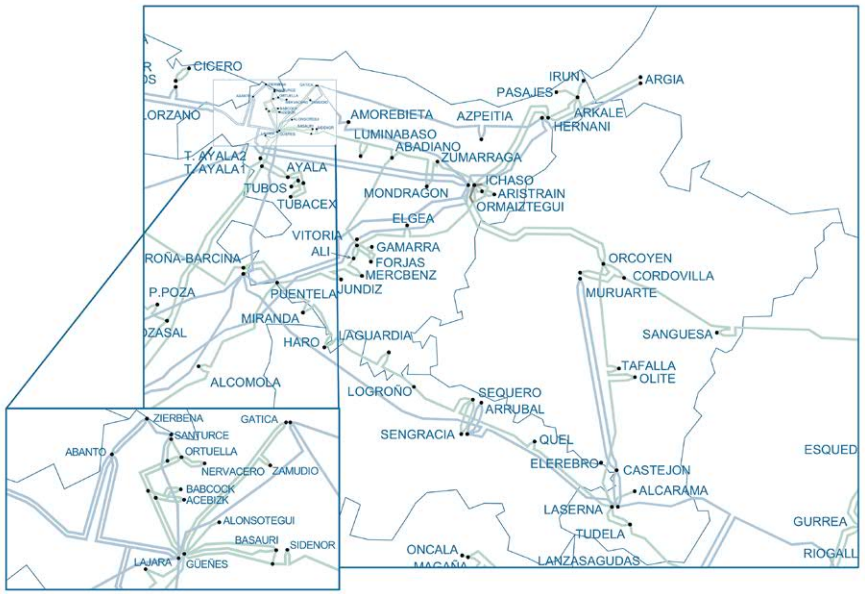
I Descripción general: La presente ficha recoge el conjunto de actuaciones de Navarra, País Vasco y La Rioja planificadas que se incluyen en la red de partida de acuerdo a los criterios establecidos.

I Motivación / Objetivos: Asegurar la consecución de las actuaciones recogidas en la planificación 2015-2020 cuya puesta en servicio se efectuará con muy alta probabilidad en el horizonte de estudio y cuyas motivaciones específicas se detallan en las tablas siguientes.

I Alternativas: Las actuaciones de la red de partida y posibles alternativas fueron evaluadas en el proceso de elaboración del Plan de Desarrollo de la red de transporte 2015-2020.

I Dimensión Europea: No

I Mapa:



PLANIFICACIÓN H2021-2026

	Subestaciones	Líneas	Enlaces
Red de partida:	Nombre	400 kV 220 kV 132 kV 66 kV 30 kV	400 kV 132 kV 30 kV

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación RDP_NORTE
Red de partida **Navarra, País Vasco y La Rioja**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
72,2 M€	1,03 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	6,9	6,8	6,7	6,6	6,5	6,4	6,3	6,2	6,1

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

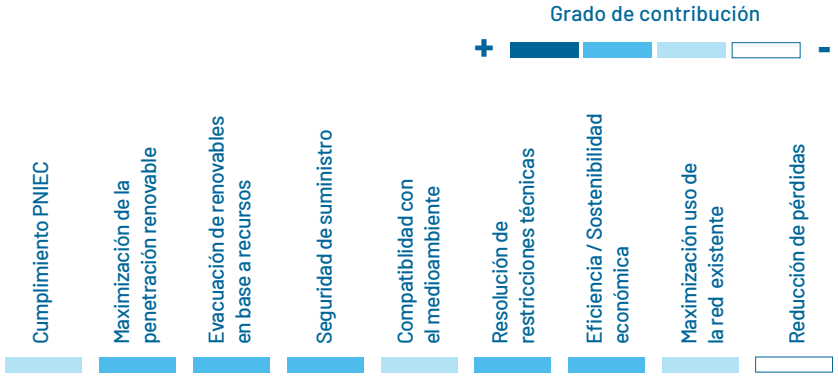
I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN

- M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación RDP_NORTE
Red de partida **Navarra, País Vasco y La Rioja**

I Tabla de unidades físicas:

	220 kV	400 kV
Posiciones (uds.)	7	3
Línea aérea (km)	1	147
Repotenciación (km)	50	
STATCOM (uds.)*	150	

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independientemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

I Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Luminabaso 220 kV	Intemp.	2023

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Itxaso 400 kV	3	Conv.	RdT	2021
La Serna 220 kV	1	Conv.	ApD	2023
Luminabaso 220 kV	2	Conv.	EjeFerr.	2023
Luminabaso 220 kV	3	Conv.	RdT	2023
Olite 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023

I Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
DC Güeñes - Itxaso 400 kV	2.412	2.129	74	Línea	RES	2021
E/S en Luminabaso, de Abadiano -Sidenor 220 kV, cto 1	880	790	0,7	Línea	Eje-Ferr.	2023

Repotenciación de líneas	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Hernani - Arkale 220 kV, cto 2	640	580	12	Línea	RES	2021
La Serna - Quel 220 kV, cto 1	403	347	37	Línea	RES	2020

Nuevos STATCOM	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Vitoria 220 kV	150	-	SdS	2022

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación RDP_ESTE
Red de partida **Valencia y Murcia**

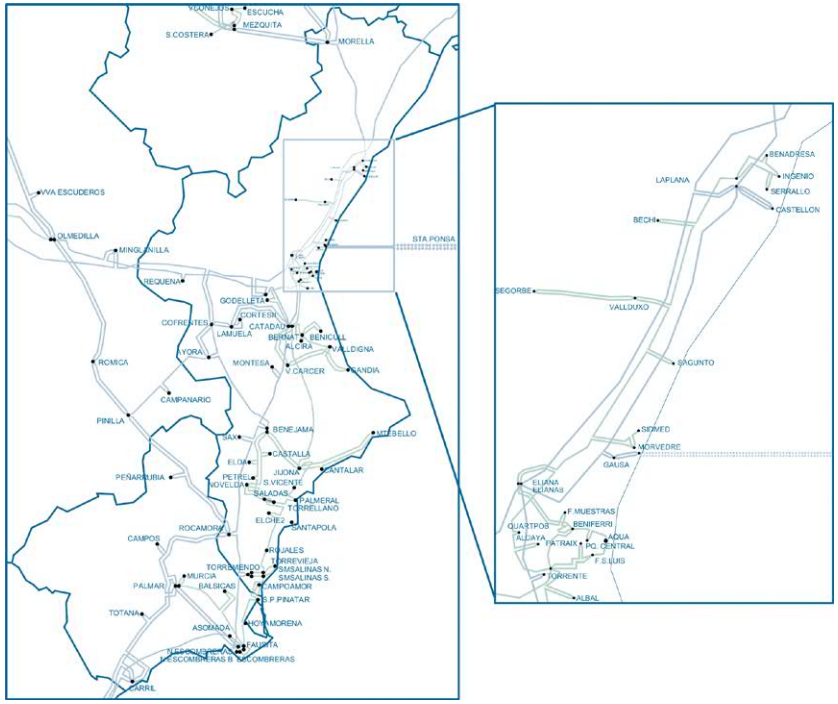
I Descripción general: La presente ficha recoge el conjunto de actuaciones de Valencia y Murcia planificadas que se incluyen en la red de partida de acuerdo a los criterios establecidos.

I Motivación / Objetivos: Asegurar la consecución de las actuaciones recogidas en la planificación 2015-2020 cuya puesta en servicio se efectuará con muy alta probabilidad en el horizonte de estudio y cuyas motivaciones específicas se detallan en las tablas siguientes.

I Alternativas: Las actuaciones de la red de partida no se evalúan nuevamente en este ejercicio conforme a los principios que rigen esta Planificación por lo que no se evalúan alternativas.

I Dimensión Europea: No

I Mapa:



PLANIFICACIÓN H2021-2026

	Subestaciones	Líneas	Enlaces
Red de partida:	Nombre	400 kV 220 kV 132 kV 66 kV 30 kV	400 kV 132 kV 30 kV

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación RDP_ESTE
Red de partida **Valencia y Murcia**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
127,9 M€	1,38 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	11,7	11,5	11,4	11,2	11,0	10,8	10,6	10,5	10,3

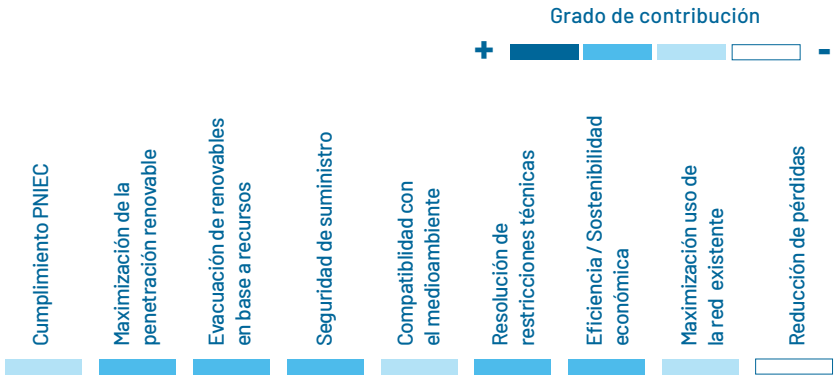
Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN
- M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación RDP_ESTE
Red de partida **Valencia y Murcia**

Tabla de unidades físicas:

	220 kV	400 kV
Posiciones (uds.)	17	17
Línea aérea (km)	4	42
Cables (km)	31	
Repotenciación (km)		63

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independientemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Campos 400 kV	Intemp.	2023
Castalla 220 kV	Intemp.	2022
El Serrallo 220 kV	Edif.	2022
Elda 220 kV	Edif.	2019
Montesa 400 kV	Intemp.	2021

Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Ayora 400 kV	2	Conv.	RdT	2023
Beniferri 220 kV	1	Blind.	RdT	2019
Campos 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Campos 400 kV	4	Conv.	RdT	2023
Castalla 220 kV	1	Conv.	ApD	2022
Castalla 220 kV	3	Conv.	RdT	2022
Cofrentes 400 kV	1	Conv.	RdT	2023
El Serrallo 220 kV	2	Blind.	ApD	2022
El Serrallo 220 kV	3	Blind.	RdT	2022
Elda 220 kV	3	Blind.	ApD	2019
Elda 220 kV	3	Blind.	RdT	2019
La Eliana 220 kV	1	Blind.	RdT	2020
Montesa 400 kV	2	Conv.	EjeFerr.	2021
Montesa 400 kV	4	Conv.	RdT	2021
Morella 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Totana 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Totana 400 kV	1	Conv.	RdT	2023

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación RDP_ESTE
Red de partida **Valencia y Murcia**

I Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Beniferri - La Eliana 220 kV, cto 1	500	500	16	Cable	SdS	2021
DC Ayora - Cofrentes 400 kV [1]	2.334	2.030	20	Línea	RES	2023
E/S en Campos, de El Palmar - Rocamora 400 kV, cto 1	1.745	1.470	0,3	Línea	RES	2023
E/S en Castalla, de Novelda - Benejama 220 kV, cto 1	460	300	2	Línea	ApD	2022
E/S en El Serrallo, de El Ingenio - La Plana 220 kV, cto 1	460	310	2	Cable	ApD	2022
E/S en Elda, de Benejama - El Petrel 220 kV, cto 1	460	380	5	Cable	ApD	2022
E/S en Montesa, de Catadau - Benejama 400 kV, cto 1	1.670	1.490	0,6	Línea	Eje-Ferr.	2021

Notas:
1. Se requiere la baja de la actual Ayora-Cofrentes 400kV.

Repotenciación de líneas	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Cofrentes - Godelleta 400 kV, cto 1	1.730	1.490	63	Línea	SdS	2022

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación INT_ESP-POR
Interconexiones internacionales **Norte España-Portugal**

I Descripción general:

El proyecto consiste en una nueva interconexión en 400 kV entre España y Portugal y los refuerzos internos asociados en España para su integración en la red existente:

- Nueva subestación Beariz 400 kV, con entrada-salida de la línea Cartelle-Mesón do Vento 2 400 kV.
- Nueva subestación Fontefría 400/220 kV con nuevo transformador 1 Fontefría 400/220 kV de 600 MVA.
- Nuevo doble circuito Beariz- Fontefría 400 kV.
- Nueva línea Fontefría 400 kV-Frontera portuguesa.

I Motivación / Objetivos:

- Incrementar la capacidad de intercambio con Portugal a disposición del mercado ibérico de la electricidad (MIBEL).
- Contribuir a integrar la energía renovable existente y futura en la península ibérica, evitando vertidos.
- Mejorar el nivel de interconexión de España de cara a cumplir los objetivos fijados por la UE.
- Cumplir los acuerdos intergubernamentales de la Declaración de Madrid.

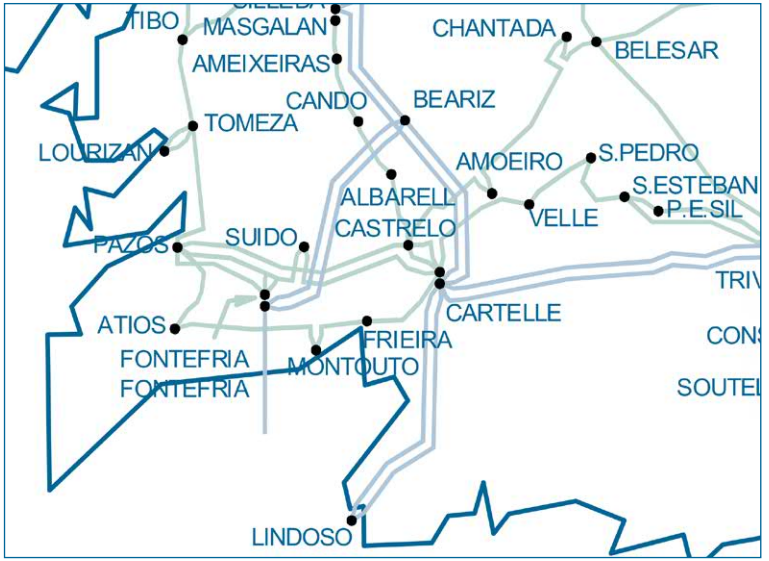
I Alternativas:

La actuación se presenta como el refuerzo más conveniente para una adecuada distribución de flujos en la interconexión España-Portugal. Las soluciones paralelas alternativas estudiadas por la zona del Duero no permiten las ganancias en capacidad de intercambio esperadas. Trazas alternativas más cercanas a la costa son inviables por un impacto social y medioambiental más elevado y trazas submarinas presentan un coste de inversión muy superior.

I Dimensión Europea:

Sí / Proyecto 4 del TYNDP 2020 y Proyecto PIC 2.17 en la lista 2019.

I Mapa:



PLANIFICACIÓN H2021-2026

	Subestaciones	Líneas	Enlaces
Red de partida:	Nombre	400 kV 220 kV 132 kV 66 kV 30 kV	400 kV 132 kV 30 kV

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación INT_ESP-POR
Interconexiones internacionales **Norte España-Portugal**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: 22 M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: 150 kt/año*
Integración adicional de renovables: 293.000 MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: -12.000 MWh/año*
Reducción de la ENS: 766 MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
51,2 M€	0,82 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	5,0	4,9	4,8	4,7	4,7	4,6	4,5	4,5	4,4

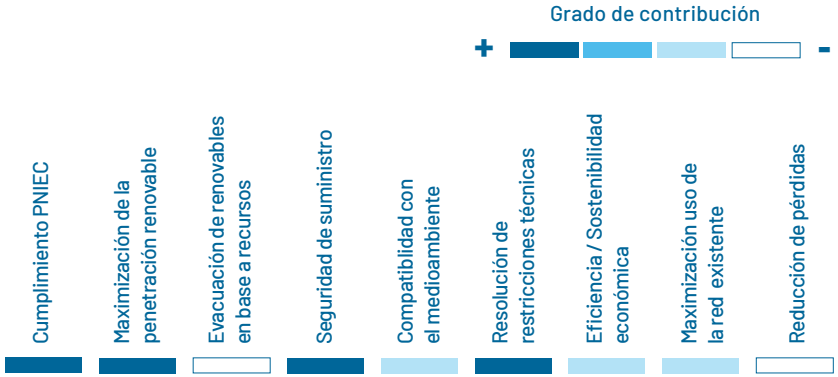
Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN
365 M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación INT_ESP-POR
Interconexiones internacionales **Norte España-Portugal**

I Tabla de unidades físicas:

	220 kV	400 kV
Posiciones (uds.)	2	12
Línea aérea (km)		86
Transformación a 220 kV (MVA)		600

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independientemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

I Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Beariz 400 kV	Intemp.	2024
Fontefría 220 kV	Intemp.	2024
Fontefría 400 kV	Intemp.	2024

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Beariz 400 kV	6	Conv.	RdT	2024
Fontefría 220 kV	2	Conv.	RdT	2024
Fontefría 400 kV	6	Conv.	RdT	2024

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
DC Beariz - Fontefría 400 kV	2.391	2.034	30	Línea	INT	2024
DC Fontefría - Frontera Portuguesa 400 kV [1]	1.784	1.517	22	Línea	INT	2024
E/S en Beariz, de Cartelle - Mesón do Vento 400 kV, cto 1	1.779	1.513	2	Línea	INT	2024

Notas:
1. Doble circuito con tendido del primer circuito.

Nuevos transformadores	MVA	Tipo	Motiv.	Prev.
Fontefría 400/220 kV, TF1	600	B.Trif.	INT	2024

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación RDL
Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas **Conexión de renovables**

I Descripción general: La actuación incluye el conjunto de ampliaciones planificadas al otorgar el acceso conforme a la disposición adicional cuarta del RDL15/2018 (hasta el 31 de mayo de 2020).

I Motivación / Objetivos: Conexiones de generación o almacenamiento en subestaciones existentes o ya planificadas en la Planificación 2015-2020.

I Alternativas: Las actuaciones de la red de partida y posibles alternativas fueron evaluadas en el proceso de elaboración del Plan de Desarrollo de la red de transporte 2015-2020 o han sido planificadas mediante lo dispuesto en la DA 4ª del RDL 15/2018.

I Dimensión Europea: No

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
43 M€	11,2 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	14,7	14,6	14,6	14,5	14,4	14,4	14,3	14,3	14,2

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación RDL
Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas **Conexión de renovables**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

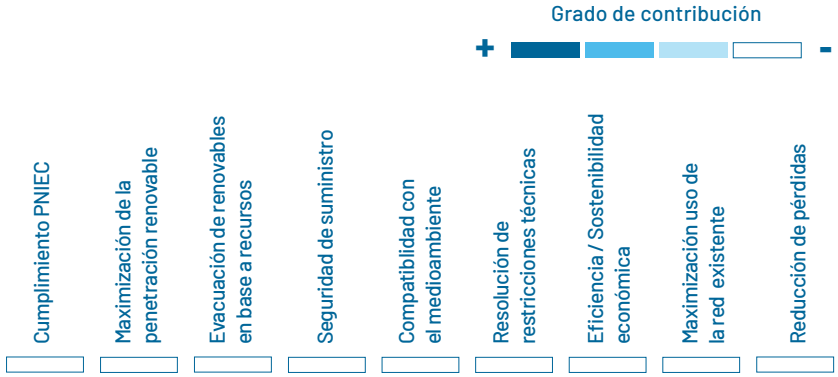
I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN

- M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



I Tabla de unidades físicas:

	66 kV	132 kV	220 kV	400 kV
Posiciones (uds.)	9	6	160	118

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

I Listado de detalle de actuaciones:

Ampliación de subestaciones	Uds.	Tipo.	Motiv.	Prev.
Abades 400 kV	1	Conv.	RdT	2024
Abades 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2024
Abegondo 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2024
Abona 220 kV	1	Blind.	RdT	2023
Abona 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Aceca 220 kV	1	Conv.	ApD	2023
Aena (Madrid) 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Aguayo 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Alarcos 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Albatarrec 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2022
Alcocero de Mola 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Aldaia 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Algete 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Alhaurín 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación RDL
Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas **Conexión de renovables**

I Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Ampliación de subestaciones (cont.)	Uds.	Tipo.	Motiv.	Prev.
Almaraz CN 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2021
Almaraz ET 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Almendrales 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Anchuelo 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2022
Anchuelo 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2022
Andújar 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Anoia 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Arbillera 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Arbillera 400 kV	1	Conv.	RdT	2023
Arbillera 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Archidona 400 kV	1	Conv.	RdT	2023
Archidona 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Ardoz 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Arenas de San Juan 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2021
Arganda 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Arroyo de la Vega 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Ascó 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Atarfe 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Ayora 400 kV	1	Conv.	RdT	2023
Ayora 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Balsicas 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023

Ampliación de subestaciones (cont.)	Uds.	Tipo.	Motiv.	Prev.
Barcina 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Beariz 400 kV	1	Conv.	RdT	2022
Beariz 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2022
Bechi 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Begues 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Belesar 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Belinchón 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2022
Benadresa 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Benahavis 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Benejama 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Berja 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Bernat 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Boadilla 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Brazatortas 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Brovales 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2021
Buenavista 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Cabra 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Camino de Fregacedos 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Can Jardi 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Caparacena 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Cariñena 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2022

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación RDL
Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas **Conexión de renovables**

I Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Ampliación de subestaciones (cont.)	Uds.	Tipo.	Motiv.	Prev.
Carmona 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2025
Cártama 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Cártama 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Cartujos 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Casares NP 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Castalla 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2022
Castejón 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Castellar de La Frontera 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2022
Castellet 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Catadau 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Chucena 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2022
Cisneros 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2024
Cofrentes 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Cofrentes 400 kV	1	Conv.	RdT	2023
Complutum 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Compostilla 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Compostilla 400 kV	1	Blind.	RdT	2023
Compostilla 400 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Constanti 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Cordovilla 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Cristóbal Colon 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023

Ampliación de subestaciones (cont.)	Uds.	Tipo.	Motiv.	Prev.
Daganzo 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Dos Hermanas 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Dragonera 132 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Ébora 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
El Cantalar 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
El Cañuelo 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
El Palmeral 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
El Palo 400 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
El Sequero 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Elche 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Elda 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Entrenúcleos 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Escatrón 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Escatrón 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Esquedas 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Fargue 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Fausita 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Fausita 400 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Fuencarral 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Fuencarral 400 kV	1	Conv.	RdT	2023
Fuencarral 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación RDL
Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas **Conexión de renovables**

I Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Ampliación de subestaciones (cont.)	Uds.	Tipo.	Motiv.	Prev.
Fuendetodos 400 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Fuenlabrada 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Fuentes de La Alcarria 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Galapagar 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Garoña 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Garraf 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Gatica 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Gatica 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Gaussa 400 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Gazules 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Godelleta 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Godelleta 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Granadilla 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Granadilla 220 kV	1	Blind.	RdT	2023
Grijota 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Guadame 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2022
Guadame 400 kV	1	Conv.	RdT	2023
Guadame 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Guillena 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Guillena 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Guillena 400 kV	1	Conv.	RdT	2023

Ampliación de subestaciones (cont.)	Uds.	Tipo.	Motiv.	Prev.
Haro 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Herrera 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Herrera 400 kV	1	Conv.	RdT	2023
Inca 66 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Isona 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2025
Isona 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2025
Jordana 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2022
Jordana 400 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Jose María de Oriol NP 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2021
La Cereal 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
La Eliana 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
La Espluga 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
La Farga 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
La Fortuna 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
La Lomba 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
La Oliva 132 kV	1	Blind.	RdT	2023
La Oliva 132 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
La Plana 400 kV	1	Conv.	RdT	2023
La Plana 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
La Pobla 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
La Serna 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación RDL
Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas **Conexión de renovables**

I Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Ampliación de subestaciones (cont.)	Uds.	Tipo.	Motiv.	Prev.
La Solana 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
La Torrecilla 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Las Breñas 66 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2025
Las Breñas 66 kV	1	Blind.	RdT	2025
Leganés 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Loeches 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Los Arenales 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2022
Los Leones 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Los Montes 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Los Montes 220 kV	1	Conv.	RdT	2023
Los Pradillos 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2022
Lousame 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Lucero 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Luengos 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Magallón 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Mangraners 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Manzanares 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Manzanares 400 kV	1	Conv.	RdT	2023
María 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Matas Blancas 132 kV	1	Blind.	RdT	2023
Matas Blancas 132 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023

Ampliación de subestaciones (cont.)	Uds.	Tipo.	Motiv.	Prev.
Medina del Campo 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Meirama 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Mercadal 132 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Mesón do Vento 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Mezquita 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Mirabal 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Miranda de Ebro 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Moncayo 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Montearenas 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Montesa 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2021
Montesa 400 kV	1	Conv.	RdT	2021
Moraleja 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Moraleja 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Morata 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Morata 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Morata 400 kV	1	Conv.	RdT	2023
Morvedre 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Mudarra 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Muruarte 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Muruarte 400 kV	1	Conv.	RdT	2023
Muruarte 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación RDL
Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas **Conexión de renovables**

I Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Ampliación de subestaciones (cont.)	Uds.	Tipo.	Motiv.	Prev.
Novelda 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Olmedilla 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Olmedo 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Olmedo 400 kV	1	Conv.	RdT	2023
Orcoyen 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Palencia 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2022
Palos de la Frontera 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Palos de la Frontera 400 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Parla 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Parque Eólico Do Sil 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Penedés 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Peñaflor 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Peñaflor 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2022
Peñaflor 400 kV	1	Conv.	RdT	2022
Peñarrubia 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Peñarrubia 400 kV	1	Conv.	RdT	2023
Perafort 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Pierola 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Pierola 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Pinar del Rey 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Pinar del Rey 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023

Ampliación de subestaciones (cont.)	Uds.	Tipo.	Motiv.	Prev.
Pinto 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Pinto Ayuden 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Plasencia 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2022
Prado de Santo Domingo 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Puigpelat 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2021
Quereño 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Quintos 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Quintos 220 kV	1	Conv.	RdT	2023
Renedo 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Requena 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Ricobayo 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Rocío 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Rojales 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Ronda 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Rubí 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Rubí 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm	2023
Rueda de Jalón 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2022
Salas 400 kV	1	Conv.	RdT	2023
Salas 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Saleres 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2024
San Pedro del Pinatar 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación RDL
Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas **Conexión de renovables**

I Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Ampliación de subestaciones (cont.)	Uds.	Tipo.	Motiv.	Prev.
San Sebastián de los Reyes 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
San Sebastián de los Reyes 400 kV	1	Conv.	RdT	2023
San Sebastián de los Reyes 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
San Servan 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2021
Santa Águeda 66 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2022
Santa Águeda 66 kV	1	Blind.	RdT	2022
Santa Elvira 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Santa Engracia 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Santa Engracia 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Santa Llogaia 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Santa Llogaia 400 kV	1	Conv.	RdT	2023
Santa Maria 66 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Santiponce 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Sax 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Sax 400 kV	1	Conv.	RdT	2023
Segovia 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Silleda 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2022
Solorzano 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Son Orlandis 66 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Son Reus 66 kV	2	Conv.	Gen./Alm.	2023
Tábara 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023

Ampliación de subestaciones (cont.)	Uds.	Tipo.	Motiv.	Prev.
Tabernas 400 kV	1	Conv.	RdT	2023
Tabernas 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Tafalla 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Tajo de la Encantada 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Terrer 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Tomeza 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2022
Tordesillas 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Torrejón de Velasco 400 kV	2	Conv.	Gen./Alm.	2025
Torrejón de Velasco 400 kV	1	Conv.	RdT	2025
Torrellano 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Torremendo 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Torremendo 400 kV	1	Conv.	RdT	2023
Torrijos 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2022
Tres Cantos GIS 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Trevago 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Trillo 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2022
Trives 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Tudela 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Valdecarretas 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2021
Valdemoro 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Vall D'Uxo 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2022

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación RDL
Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas **Conexión de renovables**

I Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Ampliación de subestaciones (cont.)	Uds.	Tipo.	Motiv.	Prev.
Valladolid Nuevo 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Valle del Carcer 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Vallecas 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Vallitos 220 kV	1	Blind.	RdT	2023
Vallitos 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Vandellós 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Velilla 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Venta del Batán 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2023
Vic 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Vilecha 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Villalbilla 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Villameca 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Villanueva de Gallego 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023

Ampliación de subestaciones (cont.)	Uds.	Tipo.	Motiv.	Prev.
Villarino 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Villarino de Conso 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2026
Villaviciosa 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Villaviciosa 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Villaviciosa 400 kV	1	Conv.	RdT	2023
Virtus 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Vitoria 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Vitoria 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Xove 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Xove 400 kV	1	Conv.	RdT	2023
Zamora 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2022
Zaratán 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2022

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación TITULAR
Cambios de titularidad

I Descripción general:

La actuación recoje una serie de cambios de titularidad de posiciones de la red de transporte a favor de Red Eléctrica de España, en calidad de transportista único, en concreto en las subestaciones de Abrera 220 kV, Frieira 220 kV, La Torrecilla 220 kV, Monzón 220 kV, Besós 220 kV, La Serna 220 kV, Mahón 132 kV y Punta Grande 66 kV.

I Motivación / Objetivos:

- Esta actuación permite aumentar la fiabilidad de los activos de la red de transporte y la seguridad del suministro. El principal objetivo de los cambios de titularidad es alcanzar altas tasas de disponibilidad de los elementos de la red de transporte gracias a la unicidad de criterios de mantenimiento, renovación de equipos, así como facilitar tanto descargos como otro tipo de intervenciones.
- Los cambios de titularidad propuestos persiguen conseguir unicidad de parque completo en las subestaciones afectadas lo cual permite alcanzar mayores tasas de disponibilidad al facilitar tanto los descargos como las intervenciones y unicidad de criterios de mantenimiento y renovación de equipos.

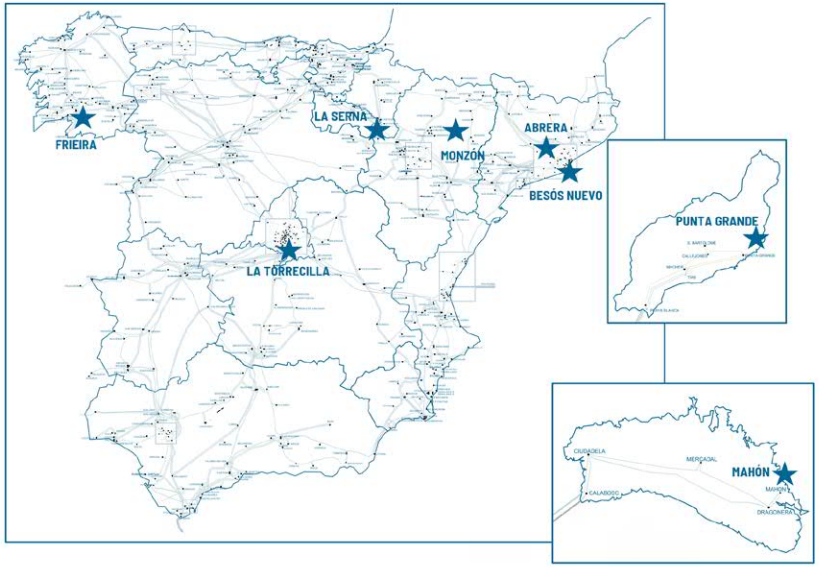
I Alternativas:

La alternativa posible es mantener la titularidad actual de estas posiciones lo que conlleva mayores tasas de indisponibilidad y una disminución de la seguridad de suministro.

Al igual que para las actuaciones de alimentación a la demanda, a consumidores directamente conectados a la red de transporte o de refuerzo de la red de transporte por seguridad de suministro, la metodología CBA es de difícil aplicación para monetizar los beneficios de esta actuación.

I Dimensión Europea: No

I Mapa:



PLANIFICACIÓN H2021-2026

	Subestaciones	Líneas	Enlaces
Red de partida:	Nombre	400 kV 220 kV 132 kV 66 kV 30 kV	400 kV 132 kV 30 kV

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación TITULAR
Cambios de titularidad

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
- M€	0,3 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3

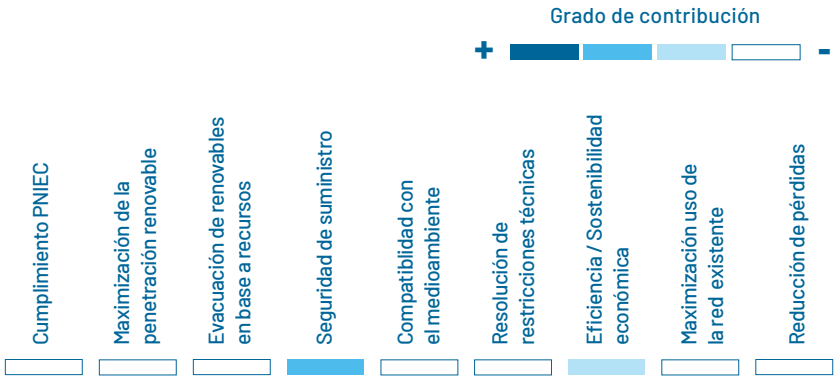
Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN
- M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación TITULAR
Cambios de titularidad

I Tabla de unidades físicas:

	66 kV	132 kV	220 kV
Posiciones (uds.)	1	2	7

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

I Listado de detalle de actuaciones:

Cambio de titularidad de posiciones	Uds	Tipo.	Motiv.	Prev.
Abrera 220 kV	1	Blind.	RdT	2022
Besos Nuevo 220 kV	1	Blind.	RdT	2021
Frieira 220 kV	1	Conv.	RdT	2022
La Serna 220 kV	1	Conv.	RdT	2021
La Torrecilla 220 kV	1	Blind.	RdT	2022
Mahón 132 kV	2	Blind.	RdT	2021
Monzón 220 kV	2	Conv.	RdT	2021
Punta Grande 66 kV	1	Conv.	RdT	2021

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Anexos

II: NUEVAS ACTUACIONES

Introducción

Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)

Metodología de análisis

Resultados

Anexos

I: Red de partida

II: Nuevas actuaciones

III: Anexos técnicos

ÍNDICE

ACTUACIONES EN EL HORIZONTE 2021-2026

Renovación de activos

RdT_RENOVE. Renovación de los activos de transporte

Necesidades de operación

AUT24. Plan de reposición del servicio: necesidad de autonomía 24 horas

COMP_ICA. Apoyo a la integración renovable con compensadores sincronos

DESP_TELE. Despachos de telecontrol y sistemas

FACTS. Apoyo a la red de transporte con FACTS

PEN_REAS. Reactancias para control de tensión en SEPE

TNP_REAS. Reactancias para control de tensión en Baleares

Alimentación eje ferroviario

AF_01. Bobadilla-Algeciras

AF_02. Burgos-Vitoria

AF_04. Granada-Almería

AF_05. Madrid-Albacete-Alicante-Valencia

AF_06. Murcia-Almería

AF_07. Murcia-Cartagena

AF_08. Palencia-Santander

AF_09. Puertollano-Mérida

AF_10. Sevilla-Huelva

AF_11. Toledo-Navalmoral-Cáceres-Badajoz

AF_12. Vigo-Orense-Lugo-A Coruña

AF_13. Zaragoza-Teruel-Sagunto

AF_14. Alicante-Crevillente

Apoyo a la red de distribución

APD-AND: Apoyo a la red de distribución en Andalucía

APD-ARA: Apoyo a la red de distribución en Aragón

APD-AST: Apoyo a la red de distribución en Asturias

APD-CAN: Apoyo a la red de distribución en Cantabria

APD-CAT: Apoyo a la red de distribución en Cataluña

APD-CLM: Apoyo a la red de distribución en Castilla-La Mancha

APD-CVA: Apoyo a la red de distribución en Valencia

APD-CYL: Apoyo a la red de distribución en Castilla y León

APD-EXT: Apoyo a la red de distribución en Extremadura

APD-GAL: Apoyo a la red de distribución en Galicia

APD-IBA: Apoyo a la red de distribución en Baleares

APD-ICA: Apoyo a la red de distribución en Canarias

APD-MAD_1: Apoyo a la red de distribución en Madrid

APD-MAD_2: Apoyo a la red de distribución en Madrid este: Corredor del Henares

APD-MUR: Apoyo a la red de distribución en Murcia

APD-NAV: Apoyo a la red de distribución en Navarra

APD-PVA: Apoyo a la red de distribución en País Vasco

APD-RIO: Apoyo a la red de distribución en La Rioja

Alimentación de consumidores conectados a RDT

CONSUM: Consumidores conectados a Red de Transporte

Interconexiones internacionales

INT_ESP-FRA_1: Interconexión España-Francia por el Golfo de Vizcaya

INT_ESP-FRA_2: Refuerzos interconexión España - Francia (Gatica)

INT_ESP-FRA_3: Refuerzos interconexión España - Francia (Hernani-Argia)

INT_ESP-MAR: Interconexión con Marruecos

INT_ESP_AND: Interconexión con Andorra

Enlaces entre sistemas

ENL_PEN-IBA: Refuerzo interconexión Península-Baleares

ENL_IBA: IB-FO: Enlaces Ibiza-Formentera 132 kV

ENL_ICA: TE-LG: Enlaces Tenerife-La Gomera

ENL_PEN-CEU: Enlaces Península-Ceuta

Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas

PEN_USO_RdT: Incremento del uso de la red de transporte

CENTRO_1: Corredor La Mancha-Madrid

CENTRO_2: Refuerzo corredor Andalucía - Extremadura – Madrid

ESTE_1: Nuevo corredor Aragón-Levante

ESTE_2: Conexión en Abanilla

ICA_1: Refuerzo eje norte-sur de Gran Canaria

ICA_2: Refuerzo eje norte-sur del este de Tenerife

ICA_3: Refuerzo eje sur Tenerife y nueva San Isidro

N_ESTE_1: Refuerzo Aragón-Navarra

N_ESTE_2: Refuerzo Aragón - Cataluña sur

N_ESTE_3: Refuerzo Aragón - Cataluña centro

N_ESTE_4: Conexión en Almendrales 400 kV

Introducción

Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)

Metodología de análisis

Resultados

Anexos

I: Red de partida

II: Nuevas actuaciones

III: Anexos técnicos

N_ESTE_5: Modificación topológica de la red del Pirineo

N_ESTE_6: Nueva subestación Isona 400/220 kV

N_OESTE_1: Refuerzo 400 kV Asturias

N_OESTE_2: Conexión en Briviesca

N_OESTE_3: Conexión en Villalbilla

N_OESTE_4: Conexión en Urueña

N_OESTE_5: Conexión en Piedrahita

N_OESTE_6: Conexión en Abegondo

N_OESTE_7: Refuerzo de la red de Soria

NORTE_1: Nuevo eje Navarra- País Vasco

SUR_1: Nuevos corredores Andalucía

GEN_ALM: Conexión de renovables y almacenamiento

Seguridad de suministro

SdS_CENTRO: Fiabilidad suministro Madrid

SdS_CENTRO_Pcc: Fiabilidad suministro Madrid (Pcc)

SdS_IBA_1: Refuerzo de la red sur de la isla de Ibiza

SdS_IBA_2: Monitorizació dinámica de la capacidad de Llucmajor-Orlandis 66 kV

SdS_ICA_1: Refuerzo anillo oeste Tenerife

SdS_ICA_2: Refuerzo red de La Palma

SdS_ISLAS: Incremento de la seguridad de suministro en sistemas no peninsulares

SdS_N_ESTE: Renovación Cinca 220 kV

SdS_N_ESTE_Pcc: Modificación topológica en Gramanet (Pcc)

SdS_N_OESTE: Nueva SE Abades 400 kV (Antigua Herreros)

SdS_SUR_1: Refuerzo suministro Huelva (Costa de la Luz)

SdS_SUR_2: Puerto de Santa María 220 kV

SdS_SUR_3: Fiabilidad suministro Saleres

SdS_SUR_Pcc: Binudo de Don Rodrigo

ACTUACIONES CON HORIZONTE POSTERIOR A 2026

Introducción

Listado de actuaciones con puesta en servicio posterior a 2026.

Fichas de los refuerzos de la interconexión con Francia con puesta en servicio posterior a 2026

INT_ESP-FRA_4: Interconexión España-Francia entre Navarra y Landes

INT_ESP-FRA_5: Interconexión España-Francia entre Aragón y Pirineos Atlánticos

Introducción

Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)

Metodología de análisis

Resultados

Anexos

I: Red de partida

II: Nuevas actuaciones

III: Anexos técnicos

I Actuación RdT_RENOVE
Renovación de los activos de transporte

I Descripción general:

Tras el análisis de las propuestas de renovación de activos de la red de transporte, enviadas tanto por parte de Red Eléctrica de España como de Unión Fenosa, se han incluido en la planificación aquellas propuestas que han resultado prioritarias desde el punto de vista de afección sobre el medio ambiente así como de impacto en la fiabilidad del suministro en el escenario de estudio 2026. El plan considera tanto renovaciones completas con alta y baja de elementos de la red de transporte (de cables, posiciones de subestación, transformadores y reactancias) como renovaciones por componentes de líneas y posiciones de subestación.

I Motivación / Objetivos:

- Mejorar la seguridad de suministro mediante un aumento en fiabilidad de los elementos de la red de transporte.
- Mitigar las posibles afecciones al medio ambiente como consecuencia de posibles incidencias en los elementos de la red.

I Alternativas:

Se ha evaluado la alternativa consistente en retrasar hasta planificaciones posteriores la renovación de los elementos propuestos por las empresas transportistas habiendo priorizado aquellas renovaciones cuyo retraso tendría una mayor afección sobre el medio ambiente y la seguridad de suministro del escenario de estudio 2026.

I Dimensión Europea:

No

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
346,5 M€	1,4 M€/año

	Costes de Retribución									
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	29,4	28,9	28,4	27,9	27,5	27,0	26,5	26,0	25,5

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación RdT_RENOVE
Renovación de los activos de transporte

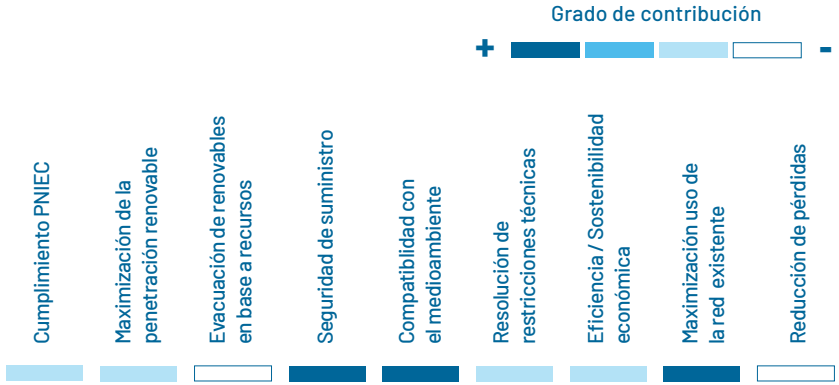
I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN

- M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



I Tabla de unidades físicas:

	66 kV	220 kV	400 kV
Renovación total de posiciones (uds.)	6	13	12
Renovación parcial de posiciones (uds.)	9	82	47
Renovación parcial de líneas aéreas (km)		462	201
Renovación total de líneas/cables (km)	21	30	
Renovación total de transformación a 220 kV (MVA)			4.200
Renovación total de reactancias (MVAr)			150

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

I Listado de detalle de actuaciones:

Renovación total de posiciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Chayofa 66 kV [1]	6	Móvil	RenovRdT	2025
Litoral 400 kV	12	Blind.	RenovRdT	2024
Mataporquera 220 kV [2]	6	Blind.	RenovRdT	2024
Norte 220 kV	7	Blind.	RenovRdT	2023

Notas:
1. Renovación con cambio a configuración doble-barra GIS.
2. Renovación con cambio a configuración doble-barra GIS.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación RdT_RENOVE
Renovación de los activos de transporte

I Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Renovación parcial de posiciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Almaraz CN 220 kV	3	Conv.	RenovRdT	2022
Almaraz CN 220 kV	4	Conv.	RenovRdT	2023
Almaraz CN 400 kV	1	Conv.	RenovRdT	2022
Almaraz CN 400 kV	3	Conv.	RenovRdT	2023
Ayala 220 kV	1	Conv.	RenovRdT	2023
Catadau 400 kV	3	Conv.	RenovRdT	2023
Cofrentes 400 kV	6	Conv.	RenovRdT	2023
Gatica 220 kV	4	Conv.	RenovRdT	2022
Gatica 220 kV	1	Conv.	RenovRdT	2023
Gatica 400 kV	6	Conv.	RenovRdT	2022
Gatica 400 kV	1	Conv.	RenovRdT	2023
Grado 220 kV	1	Conv.	RenovRdT	2023
Grijota 400 kV	3	Conv.	RenovRdT	2023
Guadame 220 kV	5	Conv.	RenovRdT	2022
Guadame 220 kV	3	Conv.	RenovRdT	2023
Guadame 400 kV	5	Conv.	RenovRdT	2022
Guillena 220 kV	2	Conv.	RenovRdT	2022
Guillena 400 kV	6	Conv.	RenovRdT	2022
Itxaso 220 kV	5	Conv.	RenovRdT	2022
Itxaso 220 kV	7	Conv.	RenovRdT	2023
Marratxí 66 kV	3	Conv.	RenovRdT	2022

Renovación parcial de posiciones (cont.)	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Marratxí 66 kV	6	Conv.	RenovRdT	2023
Mediano 220 kV	1	Conv.	RenovRdT	2023
Mérida 220 kV	1	Conv.	RenovRdT	2022
Mesón do Vento 220 kV	9	Conv.	RenovRdT	2022
Mesón do Vento 220 kV	1	Conv.	RenovRdT	2023
Moraleja 220 kV	2	Conv.	RenovRdT	2022
Pinar del Rey 220 kV	7	Conv.	RenovRdT	2023
Pinar del Rey 220 kV	7	Conv.	RenovRdT	2022
San Sebastián de los Reyes 220 kV	6	Conv.	RenovRdT	2022
Santiponce 220 kV	6	Conv.	RenovRdT	2022
Santiponce 220 kV	3	Conv.	RenovRdT	2023
Sentmenat 220 kV	1	Conv.	RenovRdT	2023
Tajo de la Encantada 400 kV	2	Conv.	RenovRdT	2023
Trillo 400 kV	6	Conv.	RenovRdT	2023
Vic 400 kV	4	Conv.	RenovRdT	2022
Vic 400 kV	1	Conv.	RenovRdT	2023
Villaviciosa 220 kV	2	Conv.	RenovRdT	2022

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación RdT_RENOVE
Renovación de los activos de transporte

I Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Renovación total de líneas/cables	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Aena (Madrid) - Hortaleza 220 kV, cto 1	1	Cable	RenovRdT	2023
Badalona - Canyet 220 kV, cto 1	5	Cable	RenovRdT	2023
Badalona - La Sagrera 220 kV, cto 1	4	Cable	RenovRdT	2023
Bunyola - Inca 66 kV, cto 1[1]	21	Línea	RenovRdT	2024
Casa de Campo - Manuel Becerra 220 kV, cto 1	9	Cable	RenovRdT	2023
Hortaleza - San Sebastián de los Reyes 220 kV, cto 1	1	Cable	RenovRdT	2023
Manuel Becerra - Prosperidad 220 kV, cto 1	3	Cable	RenovRdT	2023
Maragall - La Sagrera 220 kV, cto 1	3	Cable	RenovRdT	2023
Prosperidad - Hortaleza 220 kV, cto 1	4	Cable	RenovRdT	2023

Notas:
1. Conductor tendido a 85º.

Renovación parcial de líneas/cables	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Albal - Catadau 220 kV, cto 1	16	Línea	RenovRdT	2026
Albal - Torrente 220 kV, cto 1	3	Línea	RenovRdT	2023
Alcocero de Mola - Puentelarra 220 kV, cto 1	40	Línea	RenovRdT	2025
Alcocero de Mola - Villimar 220 kV, cto 1	28	Línea	RenovRdT	2025
Aldaia - Quart de Poblet 220 kV, cto 1[1]	3	Línea	RenovRdT	2023
Aldaia - Torrente 220 kV, cto 1[2]	9	Línea	RenovRdT	2026

Renovación parcial de líneas/cables (cont)	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Arkale - Frontera Francesa 220 kV, cto 1	9	Línea	RenovRdT	2023
Bechi - La Plana 220 kV, cto 1	8	Línea	RenovRdT	2026
Bechi - Vall D'Uxo 220 kV, cto 1	13	Línea	RenovRdT	2025
Elgea - Itxaso 220 kV, cto 1	47	Línea	RenovRdT	2025
Godelleta - Torrente 220 kV, cto 1	1	Línea	RenovRdT	2024
Güeñes - T de Güeñes 220 kV, cto 1	11	Línea	RenovRdT	2025
Guillena - Mérida 220 kV, cto 1	149	Línea	RenovRdT	2026
La Eliana - Morvedre B 220 kV, cto 1[3]	18	Línea	RenovRdT	2026
Maials - Mequinenza 400 kV, cto 1	20	Línea	RenovRdT	2026
Maials - Rubí 400 kV, cto 1	132	Línea	RenovRdT	2026
Rubí - Viladecans 220 kV, cto 1	18	Línea	RenovRdT	2026
Sagunto - Vall D'Uxo 220 kV, cto 1[4]	16	Línea	RenovRdT	2026
Valladolid Nuevo - Zaratán 220 kV, cto 1[5]	5	Línea	RenovRdT	2023
Vic - Frontera Francesa 400 kV, cto 1	49	Línea	RenovRdT	2026
Villalbilla - T de Ayala 220 kV, cto 1	47	Línea	RenovRdT	2025
Villalbilla - Villimar 220 kV, cto 1	23	Línea	RenovRdT	2025

Notas:
1. Incluye tramo soterrado.
2. Incluye tramo soterrado.
3. Incluye tramo soterrado.
4. Incluye tramo soterrado.
5. Incluye tramo soterrado.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación RdT_RENOVE
Renovación de los activos de transporte

I Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Renovación total de transformadores	MVA	Tipo	Motiv.	Prev.
Aguayo 400/220 kV, TF1	600	B.Trif.	RenovRdT	2023
Can Jardi 400/220 kV, TF4	600	B.Trif.	RenovRdT	2024
Gatica 400/220 kV, TF1	600	B.Trif.	RenovRdT	2023
Guadame 400/220 kV, TF1	600	B.Trif.	RenovRdT	2023
Montearenas 400/220 kV, TF2	600	B.Trif.	RenovRdT	2024
Moraleja 400/220 kV, TF1	600	B.Trif.	RenovRdT	2024
Vic 400/220 kV, TF9	600	B.Trif.	RenovRdT	2024

Renovación total de reactancias	MVAr	Tipo	Motiv.	Prev.
Herrera 400 kV, REA2	150	-	RenovRdT	2024

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación AUT24

Necesidades específicas de operación

Plan de reposición del servicio: necesidad de autonomía 24 horas

Descripción general:

La actuación propuesta permitirá dotar de grupos electrógenos de 100-200 kVA con autonomía de 24 horas en:

- Las subestaciones consideradas esenciales para la reposición de servicio que no cuentan con él.
- Los sistemas de comunicación por voz entre el operador del sistema y los agentes participantes en los planes de emergencia y reposición, propiedad del operador del sistema.
- Las herramientas críticas del operador del sistema que participan en los planes de emergencia y reposición.

Motivación / Objetivos:

Adaptación de la red de transporte para cumplir con el código de red europeo, "Network Code Emergency and Restoration", que regula las situaciones de emergencia y reposición de servicio del sistema eléctrico, que entró en vigor el 18 de diciembre de 2017 y es de obligado cumplimiento antes del 18 de diciembre de 2022.

Alternativas:

Se ha valorado como alternativa el uso de baterías. Las baterías de 48 Vcc han sido descartadas por incompatibilidad con las instalaciones existentes. También lo han sido las baterías de 125 Vcc y convertidores de 125 Vcc/48 Vcc ya que tienen un coste superior y requieren cambio de equipos y sistemas completos en instalaciones existentes.

Dimensión Europea:

No

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

Costes:

CAPEX	OPEX
15,7 M€	0,28 M€/año

	Costes de Retribución									
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación AUT24

Necesidades específicas de operación

Plan de reposición del servicio: necesidad de autonomía 24 horas

Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN

- M€

Impacto socioambiental:

Grado de impacto

+ -

Impacto ambiental

Impacto social

Contribución a principios rectores:

Grado de contribución

+ -

Tabla de unidades físicas:

	220 kV	400 kV
Equipos autonomía 24h (uds.)	172	448

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Equipos autonomía 24h	uds	Motiv.	Prev.
Peninsula 220 kV	172	N_OS	2022
Peninsula 400 kV	448	N_OS	2022

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación COMP_ICA

Necesidades específicas de operación

Apoyo a la integración de renovables con compensadores síncronos

I Descripción general:

La actuación consiste en la instalación de tres compensadores síncronos, de 25 MVAr cada uno, como elementos plenamente integrados en la red de transporte, acorde a lo contemplado en el RDL 29/2021, en los sistemas canarios en las subestaciones de Drago 66 kV (Tenerife), Arucas 66 kV (Gran Canaria) y Jares 132 kV (Fuerteventura).

I Motivación / Objetivos:

- Aportar potencia de cortocircuito a los sistemas incorporando inyecciones de corriente de cortocircuito en nudos adicionales a aquellos en los que se encuentra la generación síncrona.
- Permitir una mayor capacidad de acceso a módulos de parque eléctrico al separar las zonas de influencia eléctrica por potencia de cortocircuito.
- Disminuir la interacción entre la electrónica de potencia de la generación renovable de la zona.

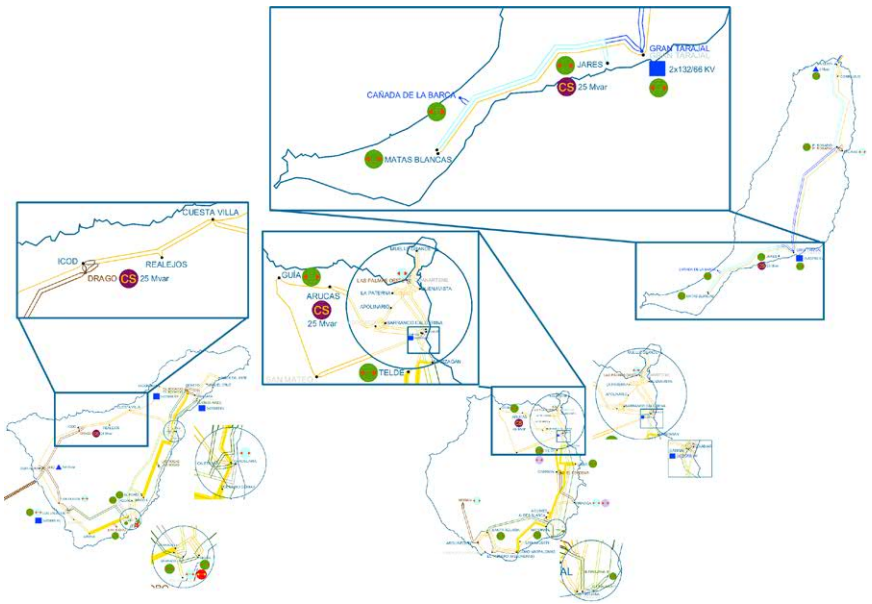
I Alternativas:

La alternativa de no instalar estos compensadores síncronos conllevaría una limitación de generación renovable en prácticamente la totalidad de las islas en las que se encuentran conectados para garantizar la seguridad de suministro debido al riesgo de interacción entre los sistemas de electrónica de potencia de los generadores renovables.

I Dimensión Europea:

No

I Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación COMP_ICA

Necesidades específicas de operación

Apoyo a la integración de renovables con compensadores síncronos

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: 255,2 M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: 1.121 kt/año*
Integración adicional de renovables: 1.687.975 MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: 257 MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
43,1 M€	0,97 M€/año

Costes de Retribución

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
M€	0,0	4,5	4,4	4,3	4,3	4,2	4,2	4,1	4,0	4,0

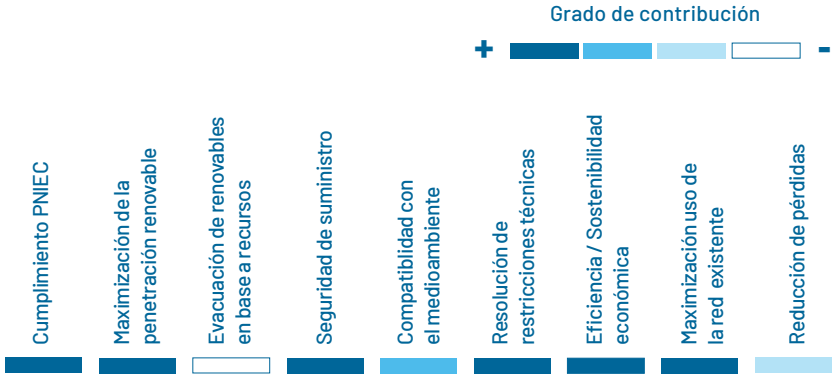
Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN
5.034 M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación COMP_ICA

Necesidades específicas de operación

Apoyo a la integración de renovables con compensadores síncronos

Tabla de unidades físicas:

	66 kV	132 kV
Posiciones (uds.)	2	1
Compensadores síncronos (MVAr)	50	25

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Arucas 66 kV	1	Conv.	RdT	2024
Drago 66 kV	1	Blind.	RdT	2024
Jares 132 kV	1	Blind.	RdT	2024

Nuevos compensadores síncronos	MVAr	Tipo	Motiv.	Prev.
Arucas 66 kV, CS1	25	-	N_OS	2024
Drago 66 kV, CS1	25	-	N_OS	2024
Jares 132 kV, CS1	25	-	N_OS	2024

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación DESP_TELE
Necesidades específicas de operación **Despachos de telecontrol y sistemas**

Descripción general:

La actuación propuesta consiste en la instalación de los sistemas y despachos de telecontrol y sus necesidades de telecomunicaciones. Estas inversiones tienen como finalidad garantizar la operatividad de las propias instalaciones y la del conjunto del sistema de transporte asegurando la fiabilidad del suministro. Consisten en:

- Telecontrol de nuevas posiciones.
- Sistemas de telecomunicaciones.
- Sistemas de telecontrol y seguridad.
- Sistemas de protecciones.

Motivación / Objetivos:

- Realizar el telemando de las instalaciones de la red de transporte integrándolos en el Despacho centralizado que permita la gestión, comunicación y control de estos activos.
- Digitalización de las redes de transporte para evolucionar a tecnologías más eficientes y seguras.
- Actualizar los sistemas de protección con tecnología analógica, evitando así carencias de suministro de repuestos, así como de soporte técnico insuficiente por parte de los fabricantes.

Alternativas:

Las nuevas posiciones planificadas se deben gestionar desde los despachos, siendo la alternativa el mando local, lo cual supone mayores costes y riesgos para la seguridad de suministro. En el caso del resto de sistemas de protección y telecomunicaciones el no actualizar ni digitalizar estos sistemas conllevaría su deterioro progresivo y problemas de aislamiento ante faltas en la red.

Dimensión Europea: No

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

Costes:

CAPEX	OPEX
232 M€	- M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	18,7	18,4	18,1	17,8	17,4	17,1	16,8	16,5	16,2

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación DESP_TELE
Necesidades específicas de operación **Despachos de telecontrol y sistemas**

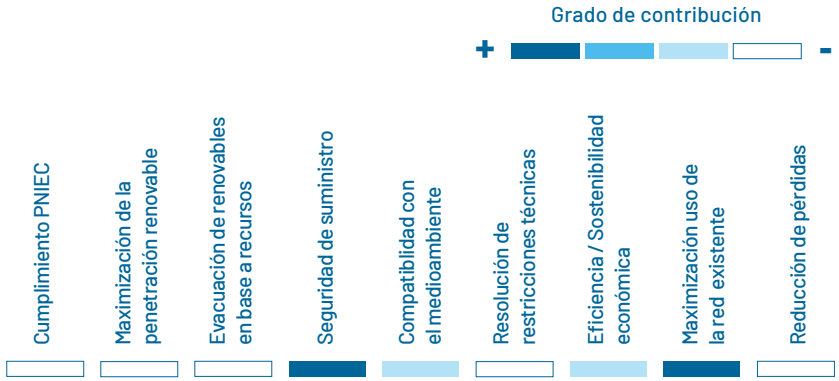
I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN

- M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



I Listado de detalle de actuaciones:

Despacho y telecontrol	(M€)	Motiv.	Prev.
Equipos de telecontrol y sistemas	33,6	N_OS	2021
Equipos de telecontrol y sistemas	45,6	N_OS	2022
Equipos de telecontrol y sistemas	44,1	N_OS	2023
Equipos de telecontrol y sistemas	36,6	N_OS	2024
Equipos de telecontrol y sistemas	36,5	N_OS	2025
Equipos de telecontrol y sistemas	35,5	N_OS	2026

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación FACTS

Necesidades específicas de operación **Apoyo a la red de transporte con FACTS**

I Descripción general:

La actuación propuesta consiste en incorporar equipos basados en electrónica de potencia para mejorar el amortiguamiento del sistema ante oscilaciones inter-área. En concreto, se propone instalar:

- Un equipo FACTS en Pierola 400 kV (>2026).
- Un STATCOM de 150 MVAr en Tabernas 220 kV.
- Un STATCOM de 150 MVAr en Moraleja 400 kV.
- Un STATCOM de 150 MVAr en Lousame 220 kV.

I Motivación / Objetivos:

- Estos equipos mejoran el amortiguamiento de oscilaciones inter-área lo que redunda en una mayor seguridad de suministro del sistema peninsular en su conjunto.
- Incrementar las capacidades de control de tensión continuo del sistema, lo que también incrementa la seguridad de suministro.

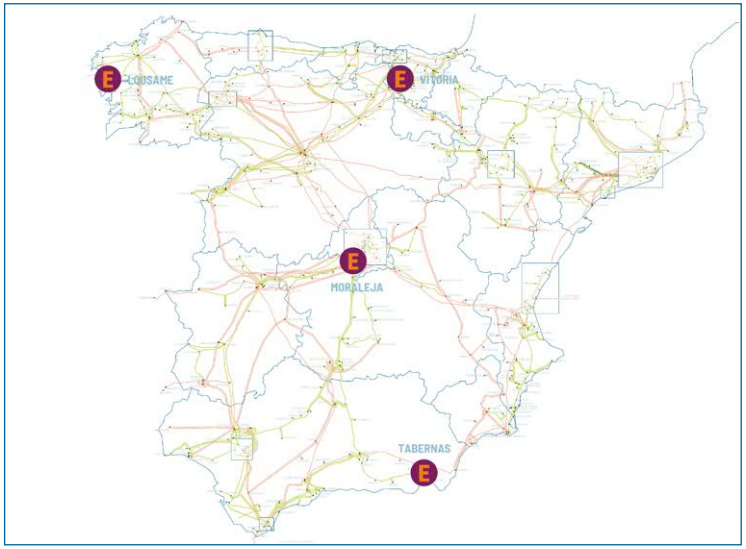
I Alternativas:

Se han valorado las siguientes alternativas para amortiguar las oscilaciones inter-área:

- La implementación de medidas de operación resulta insuficiente para resolver las necesidades de oscilaciones estimadas.
- La instalación de equipos de estabilización de potencia en centrales nucleares (comúnmente denominado PSS) ha sido evaluada en grupos de trabajo del operador del sistema con los gestores de plantas nucleares y, finalmente, considerada como inviable.

I Dimensión Europea: No

I Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación FACTS
Necesidades específicas de operación **Apoyo a la red de transporte con FACTS**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

Costes:

CAPEX	OPEX
102,2 M€	2,11 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	10,4	10,2	10,1	9,9	9,8	9,7	9,5	9,4	9,2

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

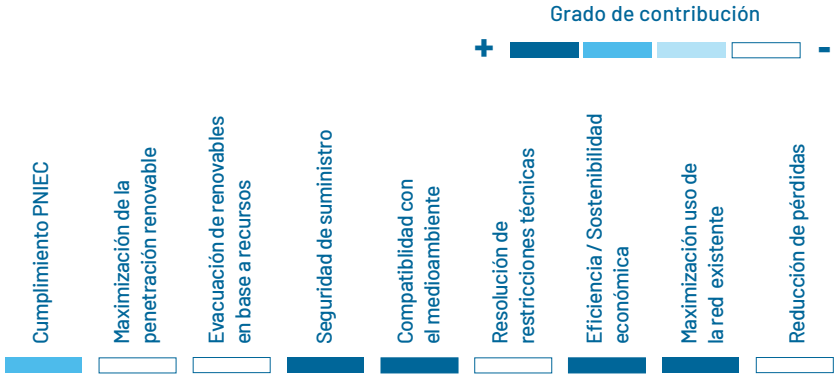
Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN

- M€

Impacto socioambiental:

Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación FACTS
Necesidades específicas de operación **Apoyo a la red de transporte con FACTS**

Tabla de unidades físicas:

	220 kV	400 kV
Posiciones (uds.)	2	3
STATCOM (uds.)	2	1
FACTS (uds.)		1

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Lousame 220 kV	1	Conv.	RdT	2026
Moraleja 400 kV	1	Conv.	RdT	2025
Pierola 400 kV	2	Conv.	RdT	> 2026
Tabernas 220 kV	1	Blind.	RdT	2024

Nuevos FACTs	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Pierola 400 kV[1]	1	-	N_OS	>2026

Notas:
1. Se instala sobre la salida a Vic.

Nuevos STATCOM	uds.	Tipo.	Motiv.	Prev.
Lousame 220 kV	1	-	N_OS	2026
Moraleja 400 kV	1	-	N_OS	2025
Tabernas 220 kV	1	-	N_OS	2024

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación PEN_REAS

Necesidades específicas de operación **Reactancias para control de tensión en SEPE**

I Descripción general:

La actuación consiste en la instalación de 14 nuevas reactancias en el sistema peninsular. En concreto, 12 reactancias de 150 MVAr en Silleda, Xove, Solórzano, Almazán, Tábara, Maials, Rubí, Torrejón de Velasco, Fuentes de la Alcarria, Requena, Anchuelo y Carmona 400 kV y dos reactancias de 100 MVAr en Sabón y Viladecans 220 kV.

I Motivación / Objetivos:

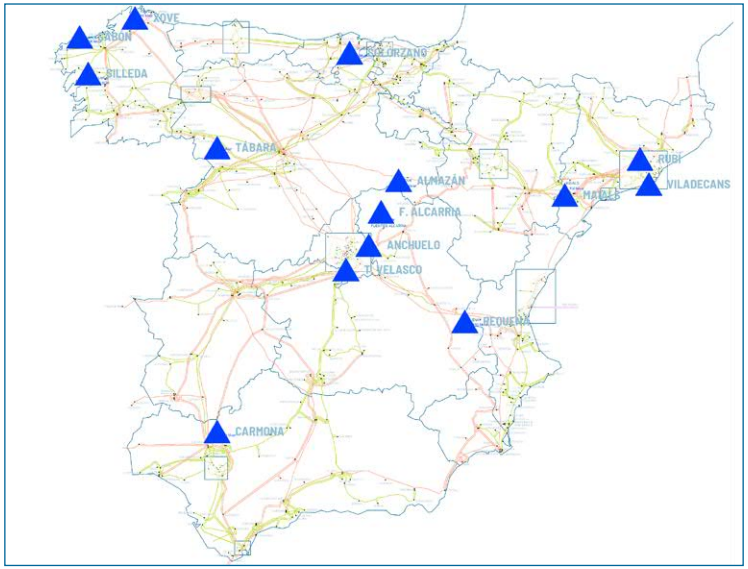
- Mejorar la seguridad de suministro mediante un mejor control de la tensión evitando la aparición de sobretensiones en la red de transporte.
- Reducir el sobrecoste de restricciones técnicas al mercado diario por control de tensión. En 2019 el sobrecoste de restricciones técnicas al mercado diario por control de tensión sumó 96 M€ y, de haber estado puesta en servicio esta serie de reactancias, el coste habría disminuido a 18 M€. La energía redespachada por control de tensión en el proceso de restricciones técnicas al mercado diario fue de 2.791 GWh, y habría disminuido a 606 GWh.
- Permitir integrar un mayor contingente de generación renovable en horas con vertidos.

I Alternativas:

- Un mayor número de apertura de líneas por control de tensión para mantener niveles adecuados de tensión puede conllevar una disminución del mallado de la red de transporte a niveles inadmisibles.
- El acoplamiento de grupos térmicos de la zona por restricciones técnicas por control de tensión es una solución de coste mucho mayor y no se dispone de la dispersión geográfica suficiente para un óptimo control de la tensión.

I Dimensión Europea: No

I Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación PEN_REAS
Necesidades específicas de operación **Reactancias para control de tensión en SEPE**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

Beneficios:

Beneficio socioeconómico: 78 M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: 35 kt/año*
Integración adicional de renovables: 97.778 MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

Costes:

CAPEX	OPEX
52,3 M€	0,7 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	4,9	4,9	4,8	4,7	4,6	4,6	4,5	4,4	4,3

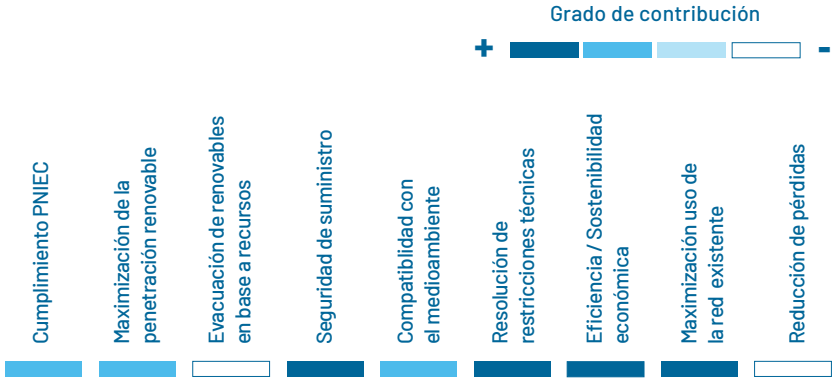
Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN
1.486 M€

Impacto socioambiental:

Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación PEN_REAS

Necesidades específicas de operación **Reactancias para control de tensión en SEPE**

Tabla de unidades físicas:

	220 kV	400 kV
Posiciones (uds.)	2	13
Reactancia (Mvar)	200	1.950

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Almazán 400 kV	1	Conv.	RdT	2023
Anchuelo 400 kV	1	Conv.	RdT	2023
Carmona 400 kV	1	Conv.	RdT	2025
Fuentes de La Alcarria 400 kV	1	Conv.	RdT	2023
Maials 400 kV	1	Conv.	RdT	2023
Requena 400 kV	1	Conv.	RdT	2023
Rubí 400 kV	1	Conv.	RdT	2024
Sabón 220 kV	1	Blind.	RdT	2024
Silleda 400 kV	1	Conv.	RdT	2023
Solorzano 400 kV	1	Conv.	RdT	2023
Tábara 400 kV	1	Conv.	RdT	2024
Torrejón de Velasco 400 kV	1	Conv.	RdT	2025

Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Ampliación de subestaciones (cont.)	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Torrejón de Velasco 400 kV	1	Conv.	RdT	> 2026
Viladecans 220 kV	1	Conv.	RdT	2023
Xove 400 kV	1	Conv.	RdT	2024

Nuevas reactancias	MVAr.	Tipo	Motiv.	Prev.
Almazán 400 kV, REA1	150	-	N_OS	2023
Anchuelo 400 kV, REA1	150	-	N_OS	2023
Carmona 400 kV, REA1	150	-	N_OS	2025
Fuentes de La Alcarria 400 kV, REA1	150	-	N_OS	2023
Maials 400 kV, REA1	150	-	N_OS	2023
Requena 400 kV, REA2	150	-	N_OS	2023
Rubí 400 kV, REA1	150	-	N_OS	2024
Sabón 220 kV, REA1	100	-	N_OS	2024
Silleda 400 kV, REA1	150	-	N_OS	2023
Solorzano 400 kV, REA1	150	-	N_OS	2023
Tábara 400 kV, REA1	150	-	N_OS	2024
Torrejón de Velasco 400 kV, REA1	150	-	N_OS	2025
Torrejón de Velasco 400 kV, REA2	150	-	N_OS	> 2026
Viladecans 220 kV, REA1	100	-	N_OS	2023
Xove 400 kV, REA1	150	-	N_OS	2024

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación TNP_REAS

Necesidades específicas de operación **Reactancias para control de tensión en Baleares**

I Descripción general:

La actuación consiste en el cambio de ubicación de reactancias para optimizar su uso como elementos de compensación de reactiva en el sistema eléctrico de Baleares. En concreto implica el cambio de ubicación de las reactancias 1 y 2 de 30 MVAr de Cala Mesquida 132 kV y la reactancia 1 de 30 MVAr de Ciudadela 132 kV a Sta. Ponsa 132 kV.

I Motivación / Objetivos:

Mantener niveles adecuados de tensión en el sistema balear.

I Alternativas:

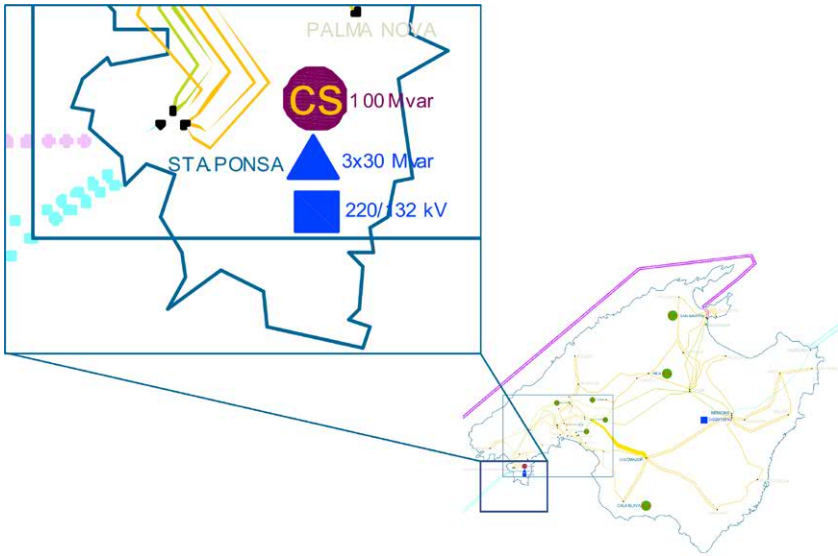
La alternativa consistente en el acoplamiento de grupos térmicos adicionales de la zona por restricciones técnicas por control de tensión es una solución de mayor coste.

De la simulación de la programación semanal en el sistema balear con reactancias y sin ellas, es decir, con la consideración de estas restricciones de generación se obtiene una estimación de dicho sobrecoste en 168.000€ semanales que se requerirían en el sistema, al menos en 30 semanas al año. Por lo que el ahorro anual que supone el traslado de las reactancias sería de 5,04 M€/año que se obtendrían en 2024, 2025 y 2026 ya que, a partir de 2026, el compensador síncrono de Sta. Ponsa 220 kV sustituye esta funcionalidad.

I Dimensión Europea:

No

I Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación TNP_REAS
Necesidades específicas de operación **Reactancias para control de tensión en Baleares**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

Beneficios:

Beneficio socioeconómico: 5 M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

Costes:

CAPEX	OPEX
4,6 M€	0,07 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4

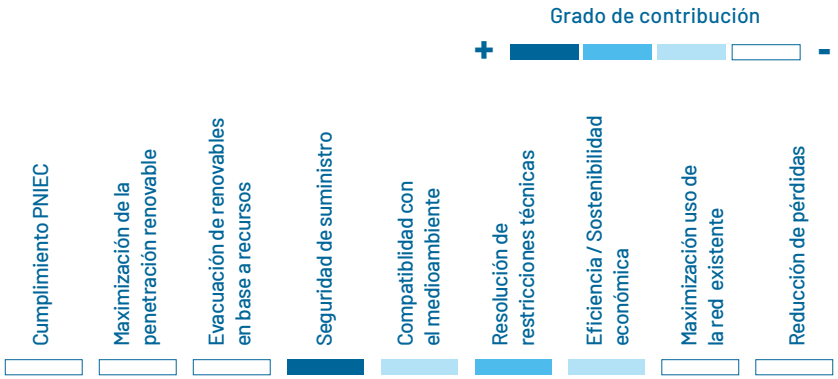
Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN
94 M€

Impacto socioambiental:

Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación TNP_REAS

Necesidades específicas de operación **Reactancias para control de tensión en Baleares**

Tabla de unidades físicas:

	132 kV
Posiciones (uds.)	3
Cables (km)	0,5
Reactancia (Mvar)	90

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Santa Ponsa 132 kV	2	Blind.	RdT	2022
Santa Ponsa 132 kV	1	Blind.	RdT	2023

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Santa Ponsa - Santa Ponsa 132 kV, cto 1			0,3	Cable	N_OS	2022
Santa Ponsa - Santa Ponsa 132 kV, cto 1			0,2	Cable	N_OS	2023

Nuevas reactancias	MVAr.	Tipo	Motiv.	Prev.
Santa Ponsa 132 kV, REA1 [1]	30	-	N_OS	2022
Santa Ponsa 132 kV, REA2 [2]	30	-	N_OS	2022
Santa Ponsa 132 kV, REA3 [3]	30	-	N_OS	2023

Notas:
1. Traslado de la reactancia REA1 de Mesquida 132 kV a Santa Ponsa 132kV.
2. Traslado de la reactancia REA2 de Mesquida 132 kV a Santa Ponsa 132kV.
3. Traslado de la reactancia REA1 de Ciudadela 132 kV a Santa Ponsa 132kV.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación AF-01
Alimentación eje ferroviario **Bobadilla-Algeciras**

I Descripción general:

La actuación consiste en los elementos necesarios para la alimentación desde la red de transporte a las subestaciones de tracción del eje ferroviario de Bobadilla-Algeciras:

- Nueva subestación Ronda 400 kV.
- Nueva entrada-salida en la subestación Ronda 400 kV de la línea Jordana-Tajo 400 kV.

I Motivación / Objetivos:

Esta actuación permite la electrificación del transporte, contribuyendo al cumplimiento de los objetivos recogidos en el PNIEC.

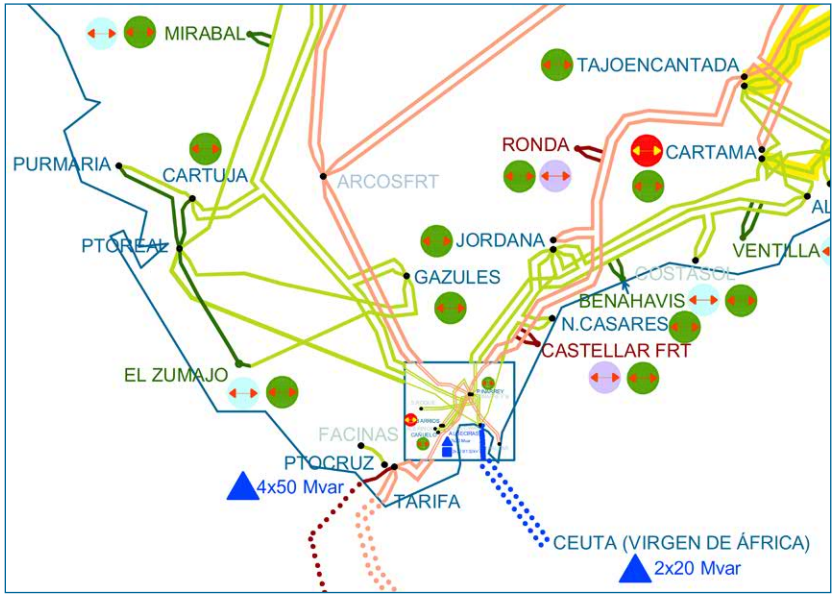
I Alternativas:

Se han definido los puntos de alimentación al eje ferroviario en coordinación con ADIF minimizando en lo posible la distancia de las subestaciones de tracción a infraestructuras de la red de transporte existentes.

I Dimensión Europea:

No

I Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación AF-01
Alimentación eje ferroviario **Bobadilla-Algeciras**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
8,9 M€	0,34 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN

- M€

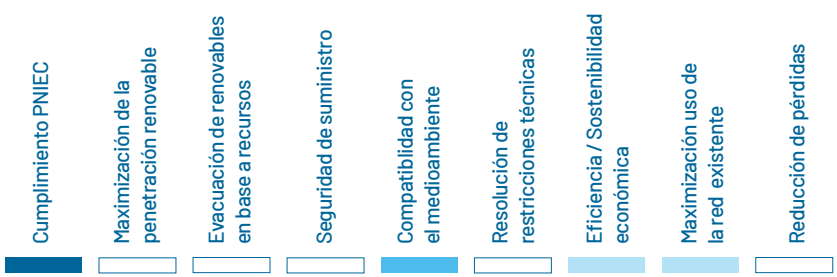
I Impacto socioambiental:

Grado de impacto: + ■ ■ □ -

Impacto ambiental	Impacto social
□	□

I Contribución a principios rectores:

Grado de contribución: + ■ ■ ■ □ -



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación AF-01
Alimentación eje ferroviario **Bobadilla-Algeciras**

Tabla de unidades físicas:

	400 kV
Posiciones (uds.)	7
Línea aérea (km)	8

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Ronda 400 kV	Intemp.	2023

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Ronda 400 kV	5	Conv.	RdT	2023
Ronda 400 kV	2	Conv.	EjeFerr.	2023

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
E/S en Ronda, de Jordana - Tajo de la Encantada 400 kV, cto 1	1.730	1.420	4	Línea	Eje-Ferr.	2023

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación AF_02
Alimentación eje ferroviario **Burgos-Vitoria**

I Descripción general:

La actuación consiste en los elementos necesarios para la alimentación desde la red de transporte a las subestaciones de tracción del eje ferroviario de Burgos-Vitoria:

- Ampliación de subestación Briviesca 400 kV.

I Motivación / Objetivos:

Esta actuación permite la electrificación del transporte, contribuyendo al cumplimiento de los objetivos recogidos en el PNIEC.

I Alternativas:

Se han definido los puntos de alimentación al eje ferroviario en coordinación con ADIF minimizando en lo posible la distancia de las subestaciones de tracción a infraestructuras de la red de transporte existentes.

I Dimensión Europea:

No

I Mapa:

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación AF_02
Alimentación eje ferroviario **Burgos-Vitoria**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
1,1 M€	0,14 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

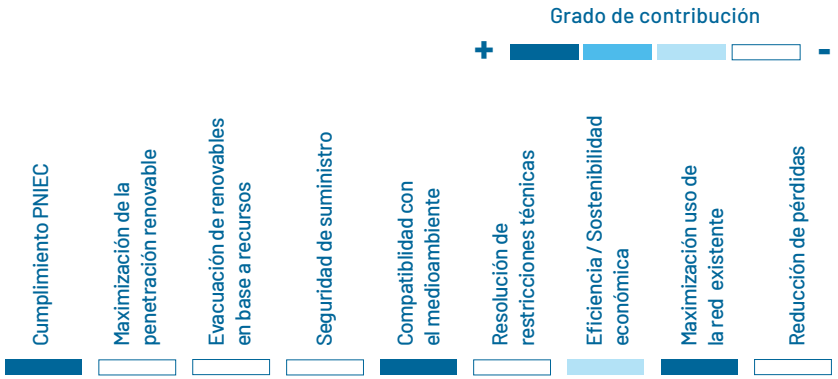
I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN

- M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación AF_02
Alimentación eje ferroviario **Burgos-Vitoria**

Tabla de unidades físicas:

	400 kV
Posiciones (uds.)	3

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Briviesca 400 kV	1	Conv.	RdT	2025
Briviesca 400 kV	2	Conv.	EjeFerr.	2025

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación AF_04
Alimentación eje ferroviario **Granada-Almería**

I Descripción general:

La actuación consiste en los elementos necesarios para la alimentación desde la red de transporte a las subestaciones de tracción del eje ferroviario de Granada-Almería:

- Nueva subestación Iznalloz 400 kV.
- Nueva entrada-salida en la subestación Iznalloz 400 kV de la línea Caparacena-Baza 400 kV.
- Ampliación de la subestación Hueneja 400 kV.
- Ampliación de la subestación Benahadux 220 kV.

I Motivación / Objetivos:

Esta actuación permite la electrificación del transporte, contribuyendo al cumplimiento de los objetivos recogidos en el PNIEC.

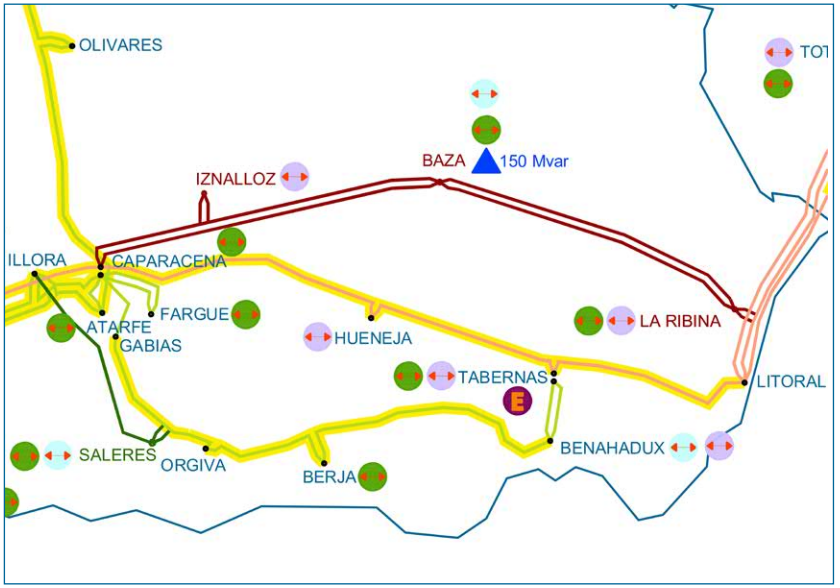
I Alternativas:

Se han definido los puntos de alimentación al eje ferroviario en coordinación con ADIF minimizando en lo posible la distancia de las subestaciones de tracción a infraestructuras de la red de transporte existentes.

I Dimensión Europea:

No

I Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación AF_04
Alimentación eje ferroviario **Granada-Almería**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
10 M€	0,53 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

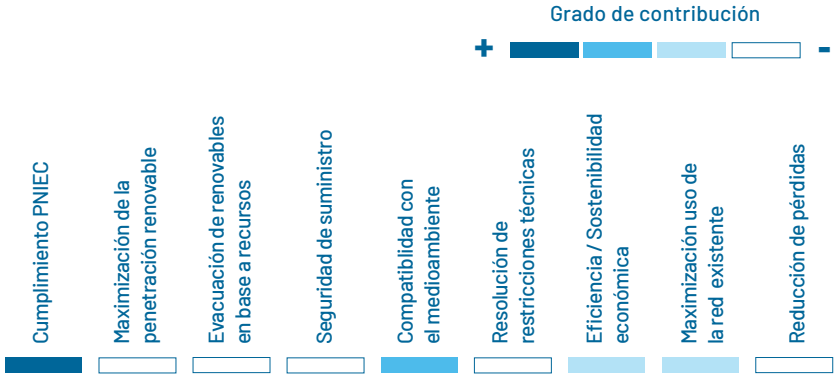
I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN

- M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación AF_04
Alimentación eje ferroviario **Granada-Almería**

Tabla de unidades físicas:

	220 kV	400 kV
Posiciones (uds.)	2	10
Línea aérea (km)		8

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Iznalloz 400 kV	Intemp.	2024

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Benahadux 220 kV	2	Blind.	EjeFerr.	2024
Hueneja 400 kV	2	Conv.	EjeFerr.	2024
Hueneja 400 kV	1	Conv.	RdT	2024
Iznalloz 400 kV	2	Conv.	EjeFerr.	2024
Iznalloz 400 kV	5	Conv.	RdT	2024

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
E/S en Iznalloz, de Caparacena - Baza REE 400 kV, cto 1	2.370	1.910	4	Línea	Eje-Ferr.	2024

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación AF_05
Alimentación eje ferroviario **Madrid-Albacete-Alicante-Valencia**

I Descripción general:

La actuación consiste en los elementos necesarios para la alimentación desde la red de transporte a las subestaciones de tracción del eje ferroviario de Madrid-Albacete-Alicante-Valencia:

- Nueva subestación Torrejón de Velasco 400 kV.
- Nueva entrada-salida en la subestación Torrejón de Velasco 400 kV de la línea Morata-Villaviciosa 400 kV.

I Motivación / Objetivos:

Esta actuación permite la electrificación del transporte, contribuyendo al cumplimiento de los objetivos recogidos en el PNIEC.

I Alternativas:

Se han definido los puntos de alimentación al eje ferroviario en coordinación con ADIF minimizando en lo posible la distancia de las subestaciones de tracción a infraestructuras de la red de transporte existentes.

I Dimensión Europea:

No

I Mapa:

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación AF_05
Alimentación eje ferroviario **Madrid-Albacete-Alicante-Valencia**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
7,9 M€	0,34 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

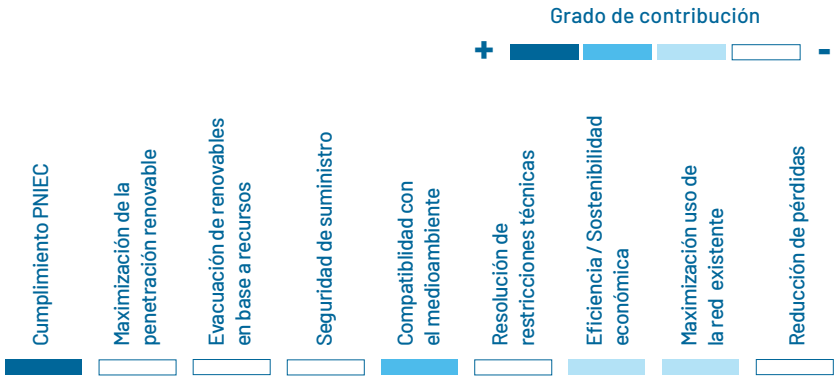
I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN

- M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación AF_05
Alimentación eje ferroviario **Madrid-Albacete-Alicante-Valencia**

Tabla de unidades físicas:

	400 kV
Posiciones (uds.)	7
Línea aérea (km)	4

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Torrejón de Velasco 400 kV	Intemp.	2025

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Torrejón de Velasco 400 kV	2	Conv.	EjeFerr.	2025
Torrejón de Velasco 400 kV	5	Conv.	RdT	2025

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
E/S en Torrejón de Velasco, de Morata - Villaviciosa 400 kV, cto 1	1.810	1.480	2	Línea	Eje-Ferr.	2025

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación AF_06
Alimentación eje ferroviario **Murcia-Almería**

I Descripción general:

La actuación consiste en los elementos necesarios para la alimentación desde la red de transporte a las subestaciones de tracción del eje ferroviario de Murcia-Almería:

- Ampliación de subestación Totana 400 kV.
- Ampliación de subestación Tabernas 400 kV.
- Ampliación de subestación La Ribina 400 kV.

I Motivación / Objetivos:

Esta actuación permite la electrificación del transporte, contribuyendo al cumplimiento de los objetivos recogidos en el PNIEC.

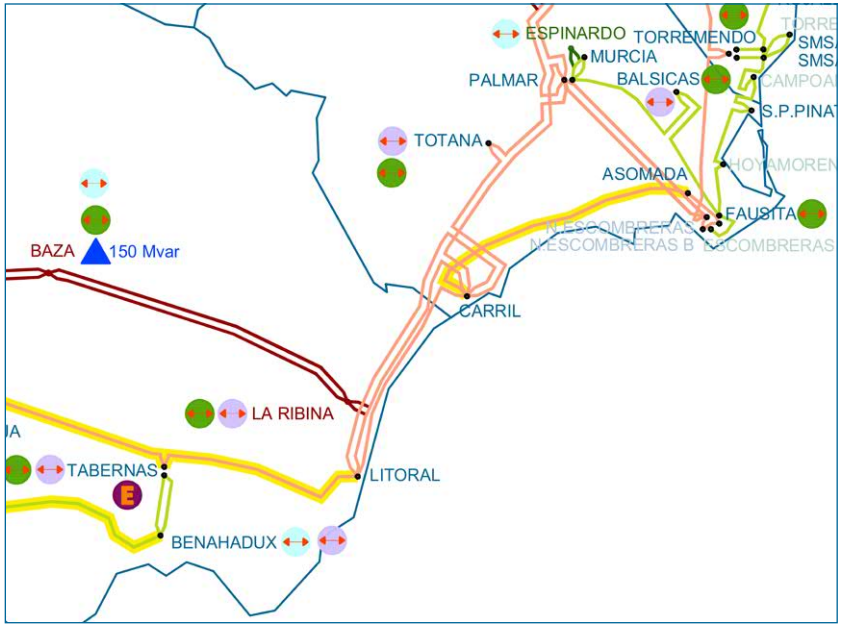
I Alternativas:

Se han definido los puntos de alimentación al eje ferroviario en coordinación con ADIF minimizando en lo posible la distancia de las subestaciones de tracción a infraestructuras de la red de transporte existentes.

I Dimensión Europea:

No

I Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación AF_06
Alimentación eje ferroviario **Murcia-Almería**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
3,4 M€	0,43 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

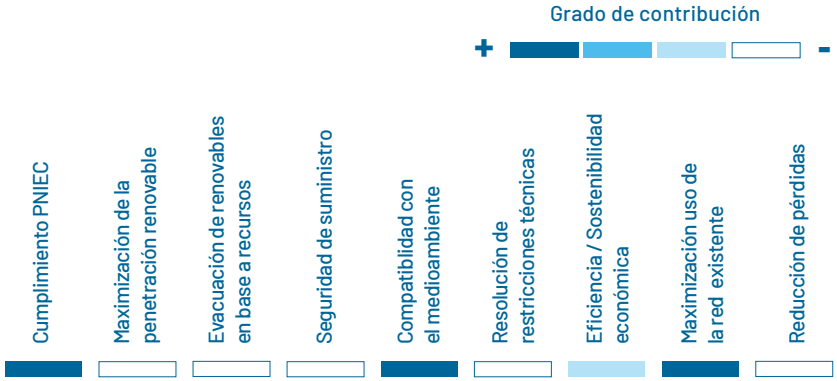
I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN

- M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación AF_06
Alimentación eje ferroviario **Murcia-Almería**

Tabla de unidades físicas:

	400 kV
Posiciones (uds.)	9

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
La Ribina 400 kV	2	Conv.	EjeFerr.	2024
La Ribina 400 kV	1	Conv.	RdT	2024
Tabernas 400 kV	2	Conv.	EjeFerr.	2023
Tabernas 400 kV	1	Conv.	RdT	2023
Totana 400 kV	2	Conv.	EjeFerr.	2020
Totana 400 kV	1	Conv.	RdT	2020

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación AF_07
Alimentación eje ferroviario **Murcia-Cartagena**

I Descripción general:

La actuación consiste en los elementos necesarios para la alimentación desde la red de transporte a las subestaciones de tracción del eje ferroviario de Murcia-Cartagena:

- Ampliación de subestación Balsicas 220 kV.

I Motivación / Objetivos:

Esta actuación permite la electrificación del transporte, contribuyendo al cumplimiento de los objetivos recogidos en el PNIEC.

I Alternativas:

Se han definido los puntos de alimentación al eje ferroviario en coordinación con ADIF minimizando en lo posible la distancia de las subestaciones de tracción a infraestructuras de la red de transporte existentes.

I Dimensión Europea:

No

I Mapa:

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación AF_07
Alimentación eje ferroviario **Murcia-Cartagena**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
- M€	0,05 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

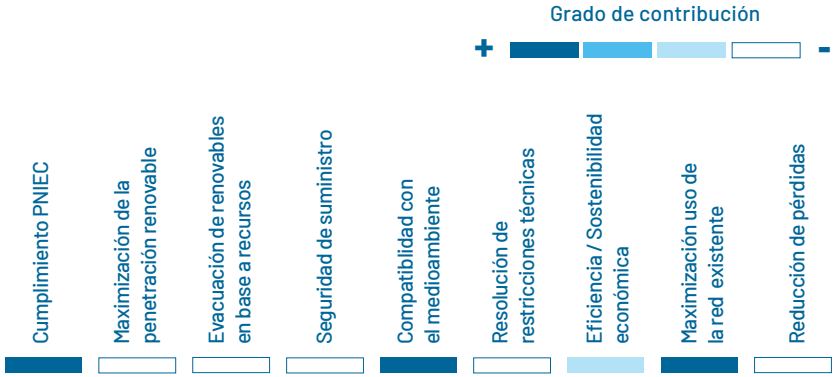
Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN
- M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación AF_07
Alimentación eje ferroviario **Murcia-Cartagena**

Tabla de unidades físicas:

	220 kV
Posiciones (uds.)	2

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Balsicas 220 kV	2	Blind.	EjeFerr.	2020

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación AF_08
Alimentación eje ferroviario **Palencia-Santander**

I Descripción general:

La actuación consiste en los elementos necesarios para la alimentación desde la red de transporte a las subestaciones de tracción del eje ferroviario de Palencia-Santander:

- Ampliación de subestación Herrera 400 kV.
- Ampliación de subestación Aguayo 400 kV.

I Motivación / Objetivos:

Esta actuación permite la electrificación del transporte, contribuyendo al cumplimiento de los objetivos recogidos en el PNIEC.

I Alternativas:

Se han definido los puntos de alimentación al eje ferroviario en coordinación con ADIF minimizando en lo posible la distancia de las subestaciones de tracción a infraestructuras de la red de transporte existentes.

I Dimensión Europea:

No

I Mapa:

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación AF_08
Alimentación eje ferroviario **Palencia-Santander**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
2,3 M€	0,28 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

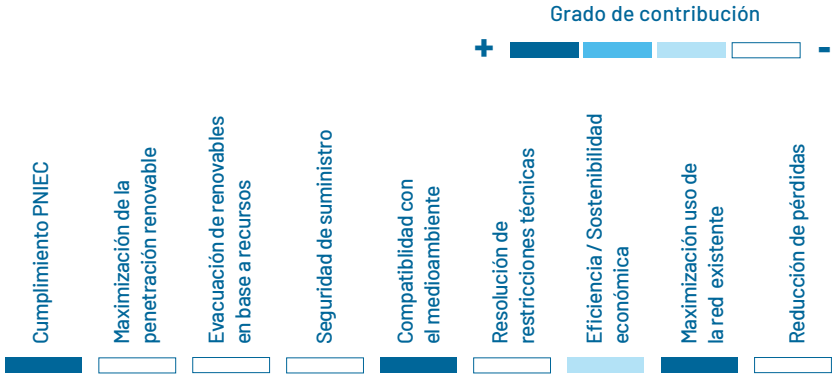
I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN

- M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación AF_08
Alimentación eje ferroviario **Palencia-Santander**

Tabla de unidades físicas:

	400 kV
Posiciones (uds.)	6

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Aguayo 400 kV	1	Conv.	RdT	2024
Aguayo 400 kV	2	Conv.	EjeFerr.	2024
Herrera 400 kV	2	Conv.	EjeFerr.	2024
Herrera 400 kV	1	Conv.	RdT	2024

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación AF_09
Alimentación eje ferroviario **Puertollano-Mérida**

I Descripción general:

La actuación consiste en dar alimentación desde la red de transporte a las subestaciones de tracción del eje ferroviario de Puertollano-Mérida:

- Nueva subestación Almadén 400 kV en E/S de la línea Guadame-Almaraz 400 kV.
- Nueva subestación La Serena 400 kV en E/S de la línea Valdecaballeros-Carmona 400 kV cto 1.
- Nueva subestación Alange 400 kV en E/S de la línea Bienvenida-Almaraz 400 kV cto 1.
- Ampliaciones de subestación en Brazatortas 220 kV, Almadén 400 kV, La Serena 400 kV y Alange 400 kV.

I Motivación / Objetivos:

Esta actuación permite la electrificación del transporte, contribuyendo al cumplimiento de los objetivos recogidos en el PNIEC.

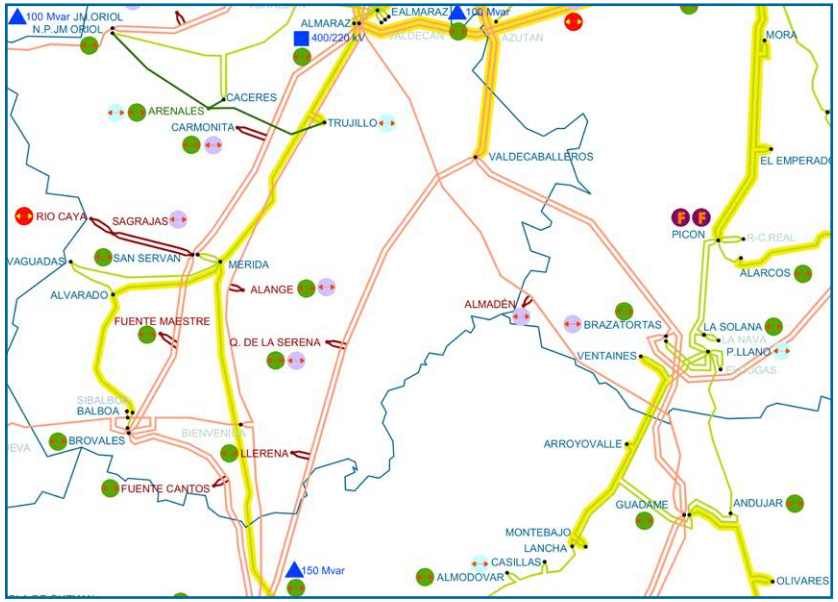
I Alternativas:

Se han definido los puntos de alimentación al eje ferroviario en coordinación con ADIF minimizando en lo posible la distancia de las subestaciones de tracción a infraestructuras de la red de transporte existentes.

I Dimensión Europea:

No

I Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación AF_09
Alimentación eje ferroviario **Puertollano-Mérida**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
23,8 M€	1,1 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	3,0	3,0	3,0	2,9	2,9	2,9	2,8	2,8	2,8

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

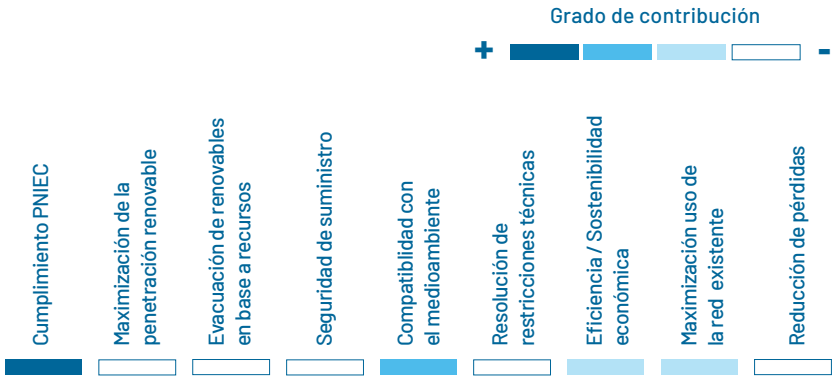
I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN

- M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación AF_09
Alimentación eje ferroviario **Puertollano-Mérida**

Tabla de unidades físicas:

	220 kV	400 kV
Posiciones (uds.)	2	21
Línea aérea (km)		18

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Alange 400 kV	Intemp.	2024
Almadén 400 kV	Intemp.	2024
La Serena 400 kV	Intemp.	2024

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Alange 400 kV	2	Conv.	EjeFerr.	2024
Alange 400 kV	5	Conv.	RdT	2024
Almadén 400 kV	5	Conv.	RdT	2024
Almadén 400 kV	2	Conv.	EjeFerr.	2024
Brazatortas 220 kV	2	Conv.	EjeFerr.	2024
La Serena 400 kV	2	Conv.	EjeFerr.	2024
La Serena 400 kV	5	Conv.	RdT	2024

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
E/S en Alange, de Bienvenida - Almaraz CN 400 kV, cto 1	1.750	1.410	1	Línea	Eje-Ferr.	2024
E/S en Almadén, de Guadame - Almaraz CN 400 kV, cto 1	1.280	720	2	Línea	Eje-Ferr.	2024
E/S en La Serena, de Valdecaballeros - Carmona 400 kV, cto 1	1.760	1.420	6	Línea	Eje-Ferr.	2024

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación AF_10
Alimentación eje ferroviario **Sevilla-Huelva**

I Descripción general:

La actuación consiste en los elementos necesarios para la alimentación desde la red de transporte a las subestaciones de tracción del eje ferroviario de Sevilla-Huelva:

- Nueva subestación Palma del Condado 220 kV.
- Nueva entrada-salida en la subestación Palma del Condado 220 kV de la línea Colon- Santiponce 220 kV.
- Ampliaciones de las subestaciones Casaquemada 220 kV y Palma del Condado 220 kV.

I Motivación / Objetivos:

Esta actuación permite la electrificación del transporte, contribuyendo al cumplimiento de los objetivos recogidos en el PNIEC.

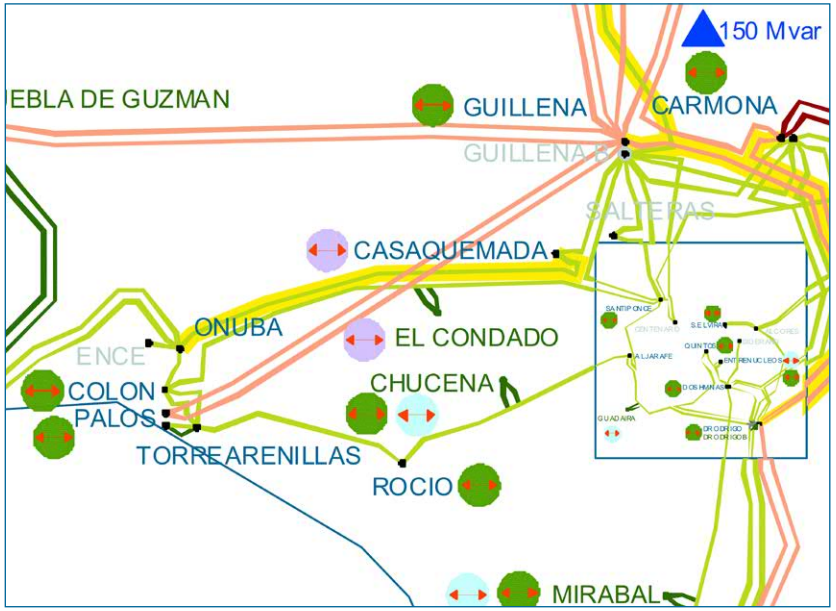
I Alternativas:

Se han definido los puntos de alimentación al eje ferroviario en coordinación con ADIF minimizando en lo posible la distancia de las subestaciones de tracción a infraestructuras de la red de transporte existentes.

I Dimensión Europea:

No

I Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación AF_10
Alimentación eje ferroviario **Sevilla-Huelva**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
3,3 M€	0,25 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

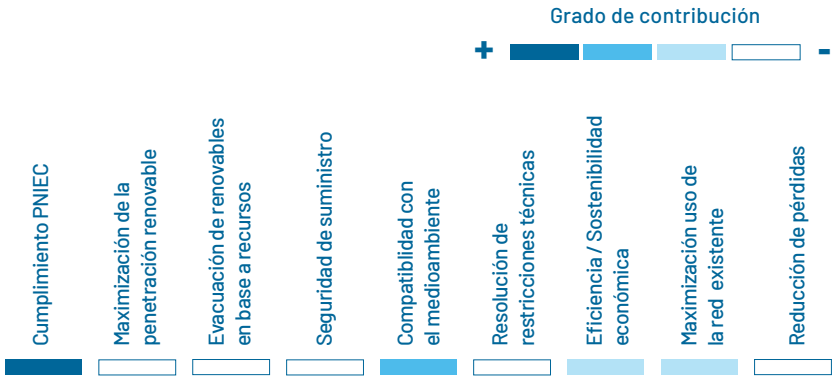
I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN

- M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación AF_10
Alimentación eje ferroviario **Sevilla-Huelva**

Tabla de unidades físicas:

	220 kV
Posiciones (uds.)	7
Línea aérea (km)	2

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
El Condado 220 kV [1]	Intemp.	2024

Notas:
1. Anteriormente Palma del Condado.

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Casaquemada 220 kV	2	Blind.	EjeFerr.	2024
El Condado 220 kV [1]	3	Conv.	RdT	2024
El Condado 220 kV	2	Conv.	EjeFerr.	2024

Notas:
1. Anteriormente Palma del Condado.

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
E/S en El Condado, de Colon - Santiponce 220 kV, cto 1	420	350	1	Línea	Eje-Ferr.	2024

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación AF_11
Alimentación eje ferroviario **Toledo-Navalmoral-Cáceres-Badajoz**

I Descripción general:

La actuación consiste en los elementos necesarios para la alimentación desde la red de transporte a las subestaciones de tracción del eje ferroviario de Toledo-Navalmoral-Cáceres-Badajoz:

- Ampliación de subestación Torrijos 220 kV.
- Nueva subestación Calera y Chozas 220 kV en E/S de la línea Almaraz-Talavera 220 kV y ampliación de la subestación Calera y Chozas.
- Ampliación de subestación Arañuelo 400 kV.
- Ampliación de subestación Sagrajas 400 kV.

I Motivación / Objetivos:

Esta actuación permite la electrificación del transporte, contribuyendo al cumplimiento de los objetivos recogidos en el PNIEC.

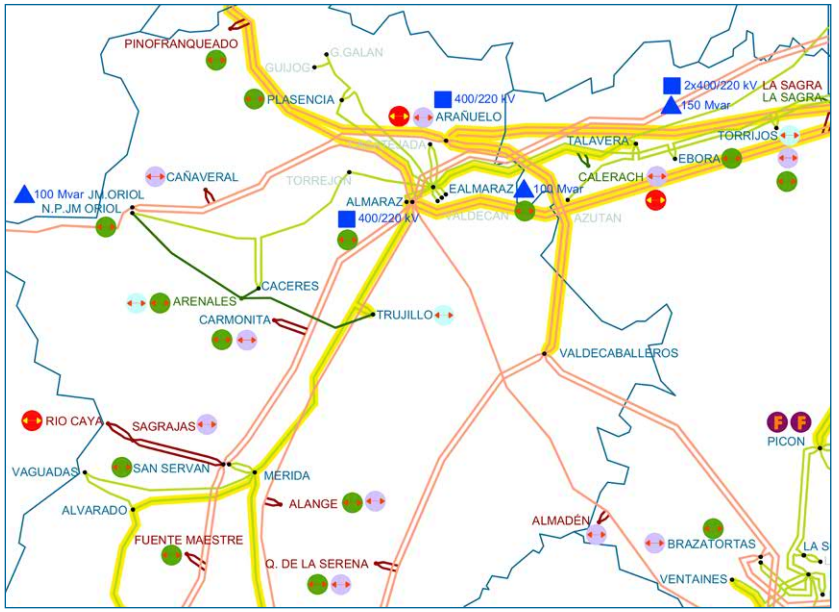
I Alternativas:

Se han definido los puntos de alimentación al eje ferroviario en coordinación con ADIF minimizando en lo posible la distancia de las subestaciones de tracción a infraestructuras de la red de transporte existentes.

I Dimensión Europea:

No

I Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación AF_11
Alimentación eje ferroviario **Toledo-Navalmoral-Cáceres-Badajoz**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
5,7 M€	0,56 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

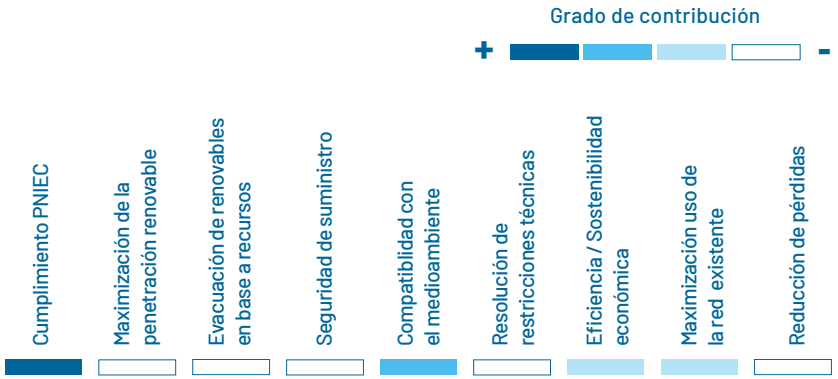
I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN

- M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación AF_11
Alimentación eje ferroviario **Toledo-Navalmoral-Cáceres-Badajoz**

Tabla de unidades físicas:

	220 kV	400 kV
Posiciones (uds.)	7	6
Línea aérea (km)	2	

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Calera y Chozas 220 kV	Intemp.	2024

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Arañuelo 400 kV	2	Conv.	EjeFerr.	2023
Arañuelo 400 kV	1	Conv.	RdT	2023
Calera y Chozas 220 kV	2	Conv.	EjeFerr.	2024
Calera y Chozas 220 kV	3	Conv.	RdT	2024
Sagrajas 400 kV	2	Conv.	EjeFerr.	2024
Sagrajas 400 kV	1	Conv.	RdT	2024
Torrijos 220 kV	2	Conv.	EjeFerr.	2024

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
E/S en Calera y Chozas, de Talavera - Almaraz ET 220 kV, cto 1	770	630	1	Línea	Eje-Ferr.	2024

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación AF_12
Alimentación eje ferroviario **Vigo-Orense-Lugo-A Coruña**

I Descripción general:

La actuación consiste en los elementos necesarios para la alimentación desde la red de transporte a las subestaciones de tracción del eje ferroviario de Vigo-Orense-Lugo-A Coruña:

- Ampliación de subestación Fontefría 220 kV.
- Nueva subestación O Incio 220 kV en E/S de la línea La Lomba-Belesar 220 kV. Ampliación de subestación O Incio 220 kV.
- Ampliación de subestación Ludrio 400 kV.
- Nueva subestación Abegondo 400 kV en E/S de la línea PG Rodríguez-Mesón do Vento 400 kV. Ampliación de subestación Abegondo 400 kV.

I Motivación / Objetivos:

Esta actuación permite la electrificación del transporte, contribuyendo al cumplimiento de los objetivos recogidos en el PNIEC.

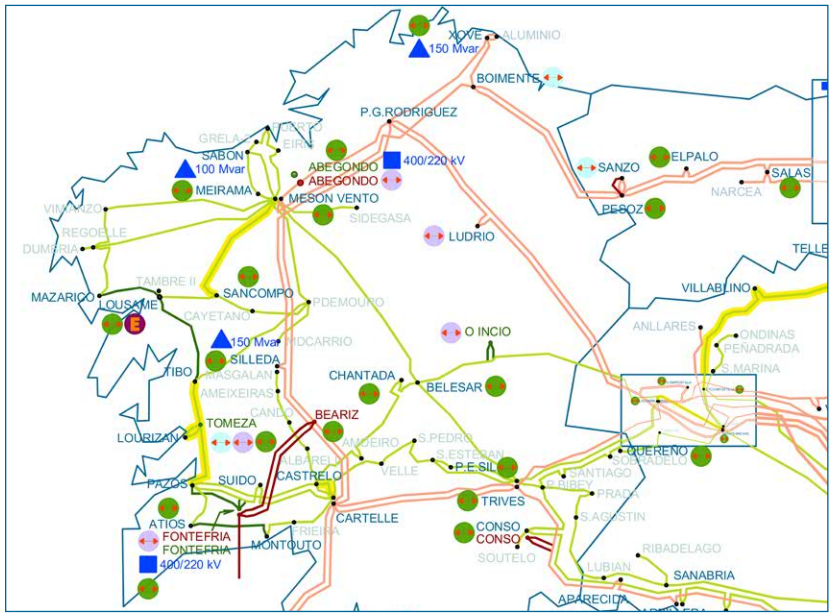
I Alternativas:

Se han definido los puntos de alimentación al eje ferroviario en coordinación con ADIF minimizando en lo posible la distancia de las subestaciones de tracción a infraestructuras de la red de transporte existentes.

I Dimensión Europea:

No

I Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación AF_12
Alimentación eje ferroviario **Vigo-Orense-Lugo-A Coruña**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
10,9 M€	0,75 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

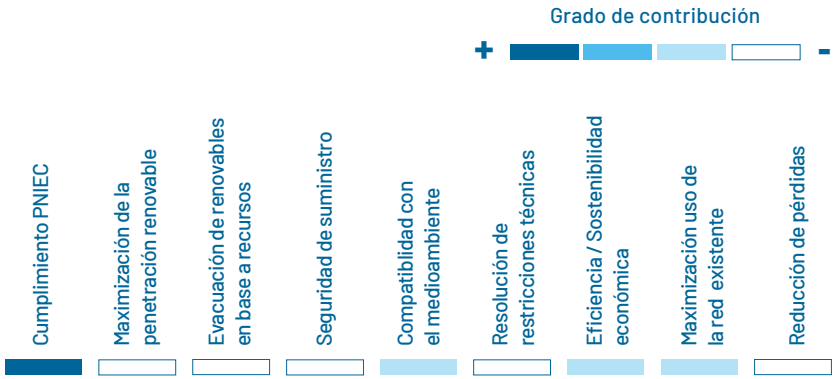
I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN

- M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación AF_12
Alimentación eje ferroviario **Vigo-Orense-Lugo-A Coruña**

Tabla de unidades físicas:

	220 kV	400 kV
Posiciones (uds.)	7	10
Línea aérea (km)	1	1

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Abegondo 400 kV	Intemp.	2024
O Incio 220 kV [1]	Intemp.	2023

Notas:
1. Anteriormente denominado SE Oural 220 kV.

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Abegondo 400 kV	5	Conv.	RdT	2024
Abegondo 400 kV	2	Conv.	EjeFerr.	2024
Fontefría 220 kV	2	Conv.	EjeFerr.	2022
Ludrio 400 kV	2	Conv.	EjeFerr.	2022
Ludrio 400 kV	1	Conv.	RdT	2022
O Incio 220 kV	2	Conv.	EjeFerr.	2023
O Incio 220 kV	3	Conv.	RdT	2023

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
E/S en Abegondo, de Mesón do Vento - Puentes García Rodríguez 400 kV, cto 1	1.805	1.612	0,7	Línea	Eje-Ferr.	2024
E/S en O Incio, de Belesar - La Lomba 220 kV, cto 1	440	390	0,5	Línea	Eje-Ferr.	2023

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación AF_13
Alimentación eje ferroviario **Zaragoza-Teruel-Sagunto**

I Descripción general:

La actuación consiste en los elementos necesarios para la alimentación desde la red de transporte a las subestaciones de tracción del eje ferroviario de Zaragoza-Teruel-Sagunto:

- Ampliación de subestación Calamocha 220 kV.
- Ampliación de subestación Platea 400 kV.
- Ampliación de subestación Segorbe 220 kV.

I Motivación / Objetivos:

Esta actuación permite la electrificación del transporte, contribuyendo al cumplimiento de los objetivos recogidos en el PNIEC.

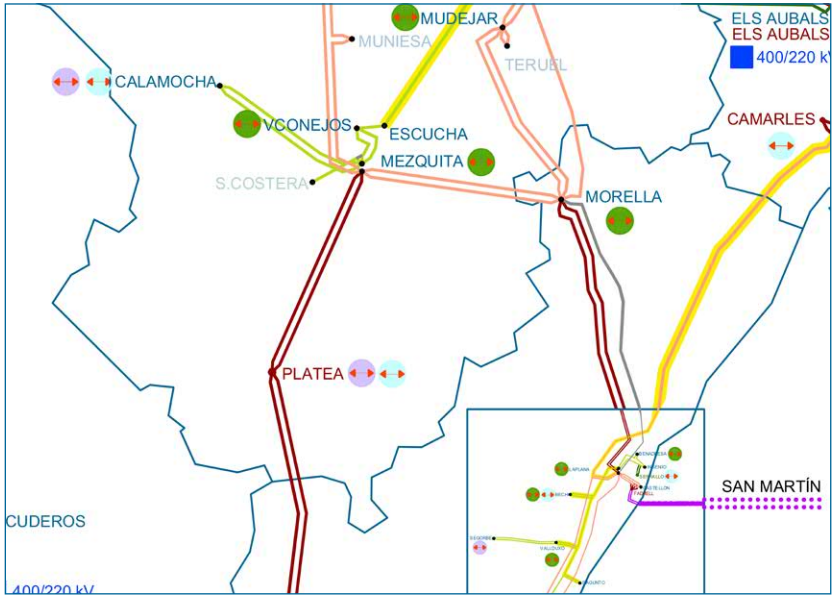
I Alternativas:

Se han definido los puntos de alimentación al eje ferroviario en coordinación con ADIF minimizando en lo posible la distancia de las subestaciones de tracción a infraestructuras de la red de transporte existentes.

I Dimensión Europea:

No

I Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación AF_13
Alimentación eje ferroviario **Zaragoza-Teruel-Sagunto**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
1,1 M€	0,3 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

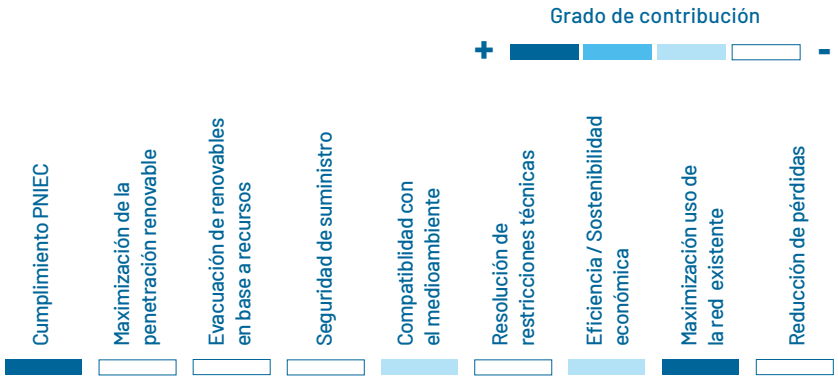
I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN

- M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación AF_13
Alimentación eje ferroviario **Zaragoza-Teruel-Sagunto**

Tabla de unidades físicas:

	220 kV	400 kV
Posiciones (uds.)	4	3

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Calamocha 220 kV	2	Conv.	EjeFerr.	2024
Platea 400 kV	2	Conv.	EjeFerr.	2024
Platea 400 kV	1	Conv.	RdT	2024
Segorbe 220 kV	2	Conv.	EjeFerr.	2023

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación AF_14
Alimentación eje ferroviario **Alicante-Crevillente**

I Descripción general:

La actuación consiste en alimentar desde la red de transporte a las subestaciones de tracción del eje ferroviario de Alicante-Crevillente:

- Ampliación de subestación Torrellano 220 kV.

I Motivación / Objetivos:

Esta actuación permite la electrificación del transporte, contribuyendo al cumplimiento de los objetivos recogidos en el PNIEC.

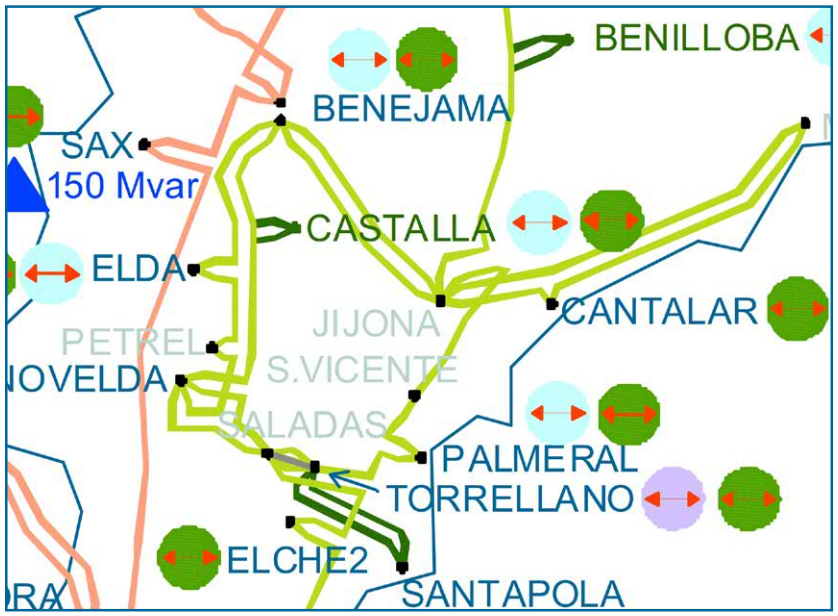
I Alternativas:

Se han definido los puntos de alimentación al eje ferroviario en coordinación con ADIF minimizando en lo posible la distancia de las subestaciones de tracción a infraestructuras de la red de transporte existentes.

I Dimensión Europea:

No

I Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación AF_14
Alimentación eje ferroviario **Alicante-Crevillente**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
- M€	0,05 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

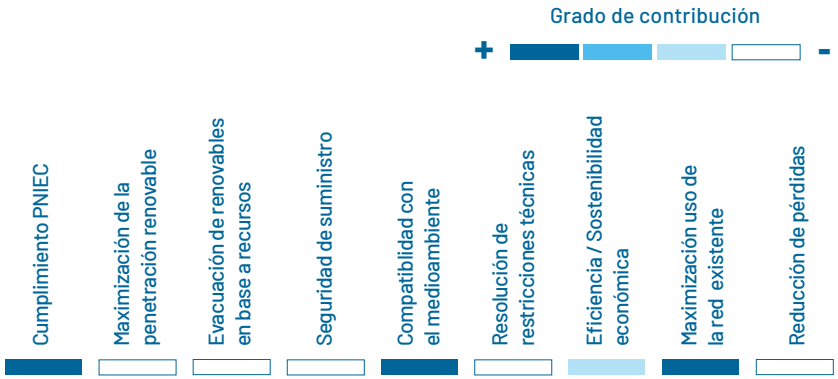
I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN

- M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación AF_14
Alimentación eje ferroviario **Alicante-Crevillente**

Tabla de unidades físicas:

	220 kV
Posiciones (uds.)	2

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Torrellano 220 kV	2	Blind.	EjeFerr.	2024

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación APD-AND
Apoyo a la red de distribución **Andalucía**

I Descripción general:

Las actuaciones incluidas permiten mejorar la interfaz transporte-distribución en Andalucía. Se incluyen las siguientes actuaciones:

- Ampliaciones en las subestaciones de Baza, Casillas, Íllora, Guadaira (2), El Zumajo, Saleres (2), Ventilla, Puebla de Guzmán, Entrenúcleos, Benahadux y Chucena 220 kV.
- Nueva subestación Guadaira 220 kV en E/S de la línea Don Rodrigo-Aljarafe.
- Nueva subestación Ventilla 220 kV en E/S de la línea Alhaurín-Jordana.
- Nueva subestación El Zumajo 220 kV y nuevas líneas El Zumajo-Gazules y El Zumajo-Puerto Real, que precisa reordenación y compactación a la salida de Puerto Real 220 kV.

I Motivación / Objetivos:

- Permitir mejorar la seguridad del suministro de la demanda en la zona de Saleres e Íllora.
- Dar apoyo a la demanda futura en la zona de Chucena, Entrenúcleos, Santa Elvira, Ventilla, Guadaira y Benahadux.
- Dar apoyo a demandas singulares en la zona de Puebla de Guzmán.
- Dar apoyo a la demanda de la zona de Baza y facilitar la evacuación de renovables en la red de distribución.

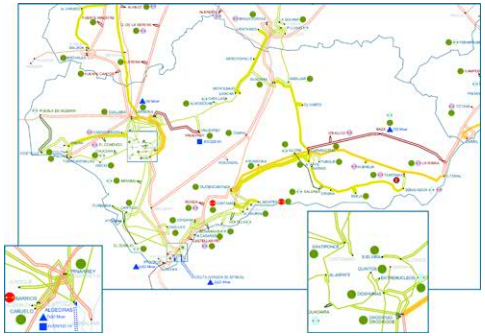
I Alternativas:

El gestor de la red de distribución ha valorado alternativas con un coste superior a las planteadas. La línea El Zumajo-Gazules se realiza usando la línea de 220 kV de evacuación de generación renovable de la subestación Parralejo que, por lo tanto, necesita una conexión a El Zumajo.

I Dimensión Europea:

No

I Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación APD-AND
Apoyo a la red de distribución **Andalucía**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
51,4 M€	1,07 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	5,2	5,2	5,1	5,0	4,9	4,9	4,8	4,7	4,7

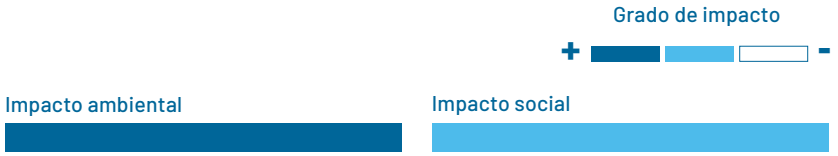
Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

I Rentabilidad:

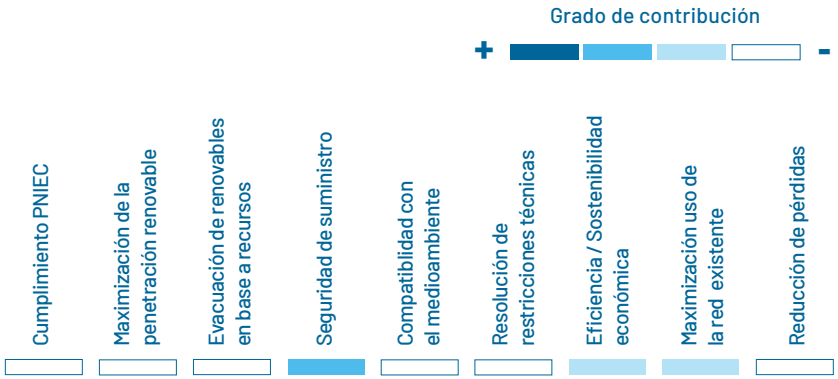
Rentabilidad: VAN

- M€

I Impacto socioambiental:



I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación APD-AND
Apoyo a la red de distribución **Andalucía**

Tabla de unidades físicas:

	220 kV	400 kV
Posiciones (uds.)	25	1
Línea aérea (km)	80	
Repotenciación (km)	1	

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
El Zumajo 220 kV	Intemp.	2022
Guadaira 220 kV	Intemp.	2023
Ventilla 220 kV	Edif.	2023

Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Baza REE 400 kV	1	Conv.	ApD	2022
Benahadux 220 kV	1	Blind.	ApD	2022
Casillas 220 kV	1	Conv.	RdT	2022
Casillas 220 kV	1	Conv.	ApD	2022
Chucena 220 kV	1	Conv.	ApD	2022
El Zumajo 220 kV	1	Conv.	ApD	2022
El Zumajo 220 kV [1]	1	Conv.	Gen./Alm.	2022
El Zumajo 220 kV	3	Conv.	RdT	2022
Entrenúcleos 220 kV	1	Conv.	ApD	2022
Guadaira 220 kV	2	Conv.	ApD	2023
Guadaira 220 kV	3	Conv.	RdT	2023
Íllora 220 kV	1	Conv.	ApD	2022
Puebla de Guzmán 220 kV	1	Conv.	ApD	2022
Puerto Real 220 kV	2	Conv.	RdT	2022
Saleres 220 kV	2	Conv.	ApD	2024
Ventilla 220 kV	1	Blind.	ApD	2023
Ventilla 220 kV	3	Blind.	RdT	2023

Notas:
1. Por utilización de Parralejo-Gazules para nueva línea El Zumajo-Gazules 220 kV.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación APD-AND
Apoyo a la red de distribución **Andalucía**

I Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Casillas - Almodóvar del Rio 220 kV, cto 1 [1]	440	340	0,1	Cable	ApD	2022
Casillas - Lancha 220 kV, cto 1 [2]	440	340	0,1	Cable	ApD	2022
DC El Zumajo - Gazules 220 kV [3]	396	290	0,2	Línea	ApD	2022
DC Puerto Real - Puerto Real 220 kV [4 5]			3	Línea	ApD	2022
E/S en Guadaira, de Aljarafe - Don Rodrigo 220 kV, cto 1	420	340	4	Línea	ApD	2023
E/S en Ventilla, de Alhaurín - Jordana 220 kV, cto 1	420	360	13	Línea	ApD	2023
E/S en Ventilla, de Alhaurín - Jordana 220 kV, cto 1	420	360	0,5	Cable	ApD	2023
El Zumajo - Puerto Real 220 kV, cto 1 [6]	600	600	38	Línea	ApD	2022
Puerto Real - Puerto Real 220 kV, cto 1 [7]			1	Línea	ApD	2022

Notas:
1. Paso a cable de un tramo a la entrada de la SE Casillas 220 kV (Casillas-Almodovar 220 kV).
2. Paso a cable de un tramo a la entrada de la SE Casillas 220 kV (Casillas-Lancha 220 kV).
3. Utilización Parralejo-Gazules 220 kV. Doble circuito con tendido del primer circuito
4. Compactación a la llegada a SE Puerto Real 220 kV de Algeciras-Puerto Real 220 kV y Gazules-Puerto Real 220 kV.
5. Compactación a la llegada a SE Puerto Real 220 kV de Dos Hermanas-Puerto Real 220 kV y El Zumajo-Puerto Real 220 kV.
6. Precisa reordenación y compactación de líneas en el entorno de la SE Puerto Real 220 kV.
7. Nuevo tramo de línea necesario en el extremo Puerto Real de Algeciras-Puerto Real 220 kV para llegar al punto de entronque con Gazules-Puerto Real 220 kV.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación APD-ARA
Apoyo a la red de distribución **Aragón**

I Descripción general:

Las actuaciones incluidas permiten mejorar la interfaz transporte-distribución en Aragón:

- Ampliación de subestación Peñaflor 220 kV.
- Ampliación de subestación Hijar 220 kV.
- Ampliación de subestación Cinca 220 kV.
- Ampliación de subestación Esquedas 220 kV.
- Ampliación de subestación Calamocha 220 kV.
- Ampliación de subestación Los Vientos 220 kV.
- Ampliación de subestación Platea 400 kV.

I Motivación / Objetivos:

- Dar apoyo a la demanda en Cinca ante fallos de la transformación transporte-distribución existente.
- Dar apoyo a una demanda singular en la red de distribución de la zona de Esquedas.
- Dar apoyo a la demanda de la zona de Peñaflor, Hijar, Calamocha, Los Vientos y Platea y facilitar la evacuación de renovables en la red de distribución.

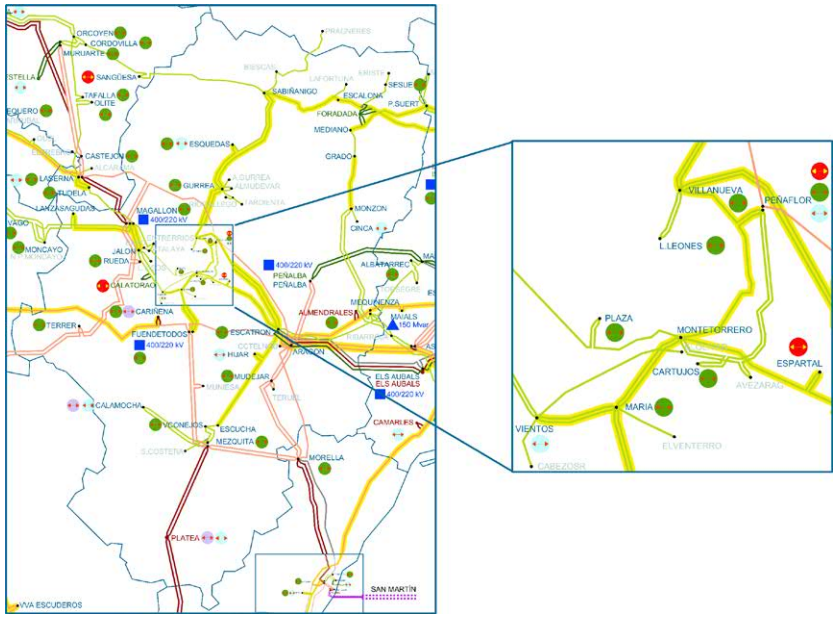
I Alternativas:

No se han identificado alternativas viables en la red de distribución por parte del gestor de la red de distribución en ninguno de los casos.

I Dimensión Europea:

No

I Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación APD-ARA
Apoyo a la red de distribución **Aragón**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
5,6 M€	0,28 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

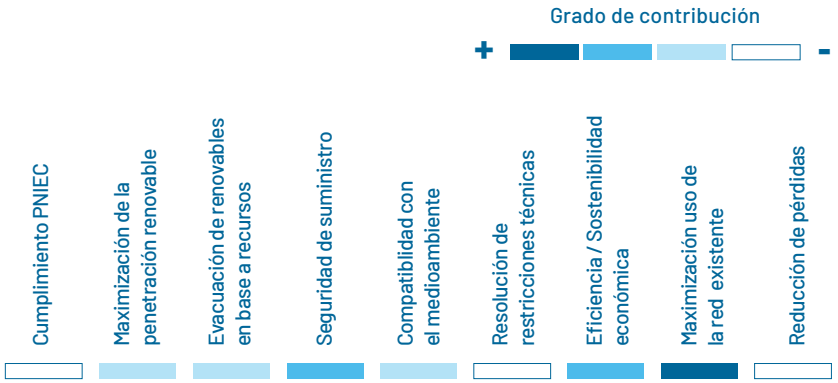
I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN

- M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación APD-ARA
Apoyo a la red de distribución **Aragón**

Tabla de unidades físicas:

	220 kV	400 kV
Posiciones (uds.)	6	1

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independientemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Calamocha 220 kV	1	Conv.	ApD	2022
Cinca 220 kV	1	Conv.	ApD	2022
Esquedas 220 kV	1	Conv.	ApD	2022
Hijar 220 kV	1	Conv.	ApD	2022
Los Vientos 220 kV	1	Conv.	ApD	2022
Peñaflor 220 kV	1	Conv.	ApD	2022
Platea 400 kV	1	Conv.	ApD	2024

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación APD-AST
Apoyo a la red de distribución **Asturias**

I Descripción general:

Las actuaciones incluidas permiten mejorar la interfaz transporte-distribución en Asturias:

- Ampliación de subestación Pesoz 400kV, nuevo transformador 3 Sanzo 400/132 kV y nueva línea Pesoz-Sanzo 400 kV.
- Nueva subestación Ortiguero 220 kV en E/S de la línea Siero-Puente San Miguel 220 kV.
- Ampliación de la subestación Ortiguero 220 kV.

I Motivación / Objetivos:

Permitir mejorar la seguridad del suministro de la demanda de la zona oriental de Asturias, así como facilitar la evacuación de renovables en la red de distribución en la zona occidental de Asturias.

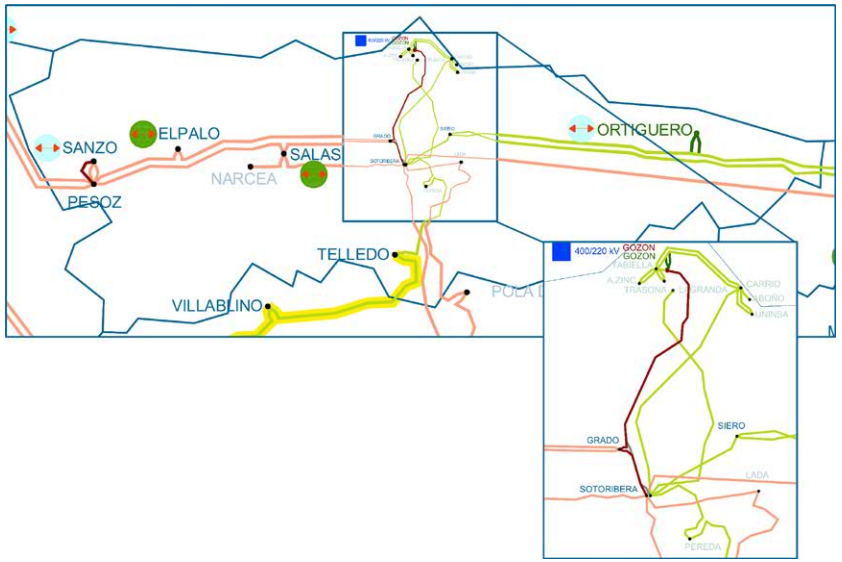
I Alternativas:

Se han valorado alternativas en la red de distribución por parte de los gestores de la red de distribución con un coste superior a las alternativas planteadas en la red de transporte.

I Dimensión Europea:

No

I Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación APD-AST
Apoyo a la red de distribución **Asturias**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
8,6 M€	0,16 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8

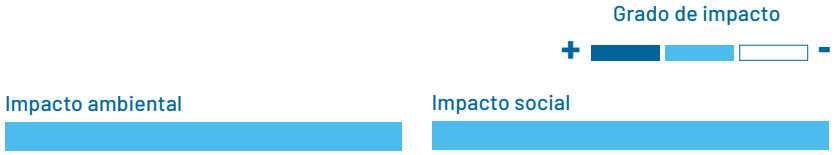
Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

I Rentabilidad:

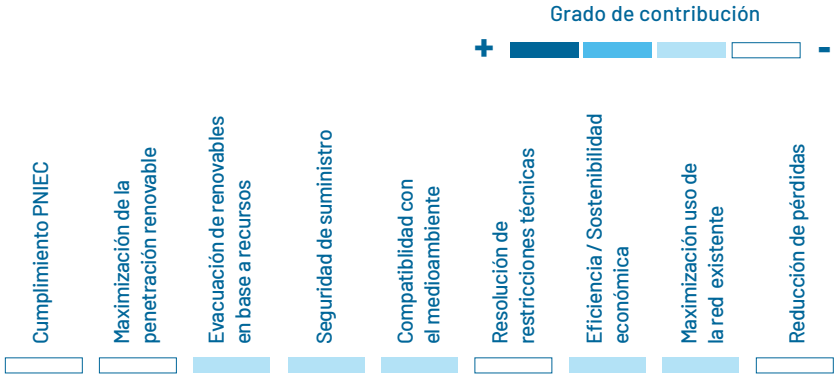
Rentabilidad: VAN

- M€

I Impacto socioambiental:



I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación APD-AST
Apoyo a la red de distribución **Asturias**

I Tabla de unidades físicas:

	220 kV	400 kV
Posiciones (uds.)	4	1
Línea aérea (km)	4	2

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

I Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Ortiguero 220 kV	Edif.	2023

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Ortiguero 220 kV	1	Blind.	ApD	2023
Ortiguero 220 kV	3	Blind.	RdT	2023
Pesoz 400 kV	1	Conv.	RdT	2022

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
E/S en Ortiguero, de Siero - Puente San Miguel 220 kV, cto 1	970	890	2	Línea	ApD	2023
Pesoz - Sanzo 400 kV, cto 3	2.430	2.230	2	Línea	ApD	2023

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación APD-CAN
Apoyo a la red de distribución **Cantabria**

I Descripción general:

Las actuaciones incluidas permiten mejorar la interfaz transporte-distribución en la zona de Cantabria:

- Ampliación de la subestación Cacicedo 220 kV.
- Ampliación de la subestación Mataporquera 220 kV.

I Motivación / Objetivos:

- Permitir mejorar la seguridad del suministro de la demanda de la ciudad Santander y dar apoyo al crecimiento vegetativo de demanda ante fallos de la transformación transporte-distribución existente.
- Facilitar la evacuación de renovables en la red de distribución en la zona de Mataporquera.

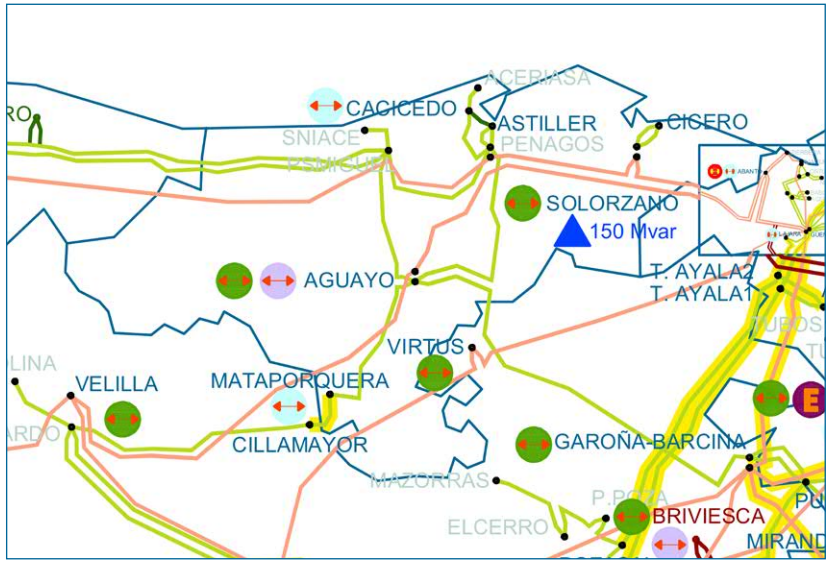
I Alternativas:

Se han valorado alternativas en la red de distribución por parte del gestor de la red de distribución con un coste superior a las alternativas planteadas en la red de transporte.

I Dimensión Europea:

No

I Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación APD-CAN
Apoyo a la red de distribución **Cantabria**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
3,5 M€	0,07 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3

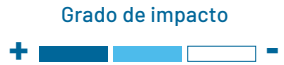
Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN

- M€

I Impacto socioambiental:



Impacto ambiental

Impacto social

I Contribución a principios rectores:

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación APD-CAN
Apoyo a la red de distribución **Cantabria**

Tabla de unidades físicas:

	220 kV
Posiciones (uds.)	3
Cables (km)	0,1

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Cacicedo 220 kV	1	Blind.	ApD	2022
Cacicedo 220 kV	1	Blind.	RdT	2022
Mataporquera 220 kV	1	Blind.	ApD	2022

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Cacicedo - Cacicedo 220 kV, cto 1			0	Cable	ApD	2022

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación APD-CAT
Apoyo a la red de distribución **Cataluña**

I Descripción general:

Las actuaciones incluidas permiten mejorar la interfaz transporte-distribución en Cataluña:

- Ampliación de las subestaciones de Puigpelat, Vic y Cerdá 220 kV.
- Nueva subestación Camarles 400 kV con entrada – salida de Vandellós-La Plana.
- Nueva subestación Valdonzella 220 kV y ampliación. Entrada-salida en Valldonzella 220 kV de Vilanova-Mata 220 kV (>2026).
- Ampliación de subestación Riudarenes, Garraf y Camarles 400 kV.
- Traslado de SE Collblanc 220 kV a Can Rigalt 220 kV condicionado a que el interesado en el traslado sufrague la totalidad de los costes de inversión según el apartado 3 del art. 154 del R. Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.

I Motivación / Objetivos:

- Dar apoyo a la demanda existente y futura, incluyendo consumos singulares, en Riudarenes (zona de La Selva y Costa Brava), Puigpelat, Camarles y Garraf para reforzar permitiendo su adecuada alimentación.
- Dar apoyo para alimentar el crecimiento vegetativo de la demanda en la zona de Cerdá y Valdonzella.
- Reforzar el interfaz transporte-distribución para cubrir nuevas demandas en la zona de Vic.

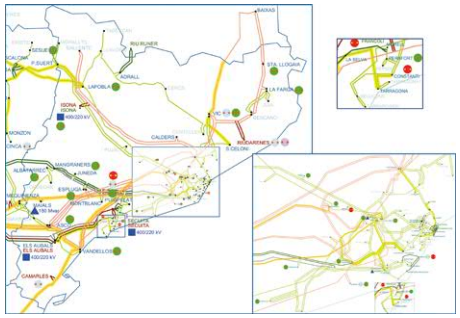
I Alternativas:

El gestor de la red de distribución ha valorado alternativas en la red de distribución en Riudarenes, Camarles y Valdonzella con un coste superior a las alternativas planteadas en la red de transporte. En el caso de Camarles la alternativa seleccionada es la óptima tras un estudio conjunto con el gestor de la red de distribución. En el resto actuaciones el gestor de la red de distribución no detecta alternativas viables en la red de distribución.

I Dimensión Europea:

No

I Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación APD-CAT
Apoyo a la red de distribución **Cataluña**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
29,3 M€	0,85 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	3,2	3,2	3,1	3,1	3,1	3,0	3,0	2,9	2,9

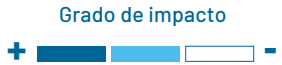
Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN

- M€

I Impacto socioambiental:



Impacto ambiental

Impacto social

I Contribución a principios rectores:

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación APD-CAT
Apoyo a la red de distribución **Cataluña**

Tabla de unidades físicas:

	220 kV	400 kV
Posiciones (uds.)	18	8
Línea aérea (km)		5
Cables (km)	6	

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Camarles 400 kV	Intemp.	2022
Can Rigalt 220 kV [1]	Edif.	2026
Valldonzella 220 kV	Edif.	> 2026

Notas:
1. Condicionado a que el interesado en el traslado sufrague la totalidad de los costes de inversión en concordancia con lo recogido en el apartado 3 del artículo 154 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre. Requiere la baja de SE Collblanc 220 kV.

Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Camarles 400 kV	4	Conv.	RdT	2022
Camarles 400 kV	1	Conv.	ApD	2022
Can Rigalt 220 kV [1]	5	Blind.	ApD	2026
Can Rigalt 220 kV [2]	5	Blind.	RdT	2026
Cerdá 220 kV	1	Blind.	ApD	2022
Garraf 400 kV	2	Conv.	ApD	2022
Puigpelat 220 kV	1	Blind.	ApD	2021
Riudarenes 400 kV	1	Conv.	ApD	2024
Valldonzella 220 kV	2	Blind.	ApD	> 2026
Valldonzella 220 kV	3	Blind.	RdT	> 2026
Vic 220 kV	1	Conv.	ApD	2019

Notas:
1. Ampliación de SE por taslado de Collblanc 220 kV a Can Rigalt 220 kV.
2. Posiciones necesaria por los cambios topológicos.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación APD-CAT
Apoyo a la red de distribución **Cataluña**

I Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Begues - Can Rigalt 220 kV, cto 1 [1]	500	500	0,5	Cable	RdT	2026
Begues - Can Rigalt 220 kV, cto 2 [2]	500	500	0,5	Cable	RdT	2026
Can Jardi - Can Rigalt 220 kV, cto [3]	500	500	0,5	Cable	RdT	2026
E/S en Camarles, de Vandellós - La Plana 400 kV, cto 1 [4]			2	Línea	ApD	2022
E/S en Valldonzella, de Vilanova - Mata 220 kV, cto 1	400	400	2	Cable	ApD	>2026
Facultats - Can Rigalt 220 kV, cto [5]	500	500	0,5	Cable	RdT	2026
Urgell - Can Rigalt 220 kV, cto [6]	500	500	0,5	Cable	RdT	2026

Notas:
1. Cambio topología con alta de Begues-Can Rigalt 1 220 kV y baja de Begues-Collblanc 1 220 kV.
2. Cambio topología con alta de Begues-Can Rigalt 2 220 kV y baja de Begues-Collblanc 2 220 kV.
3. Cambio topología con alta de Can Jardí-Can Rigalt 220 kV y baja de Can Jardí-Collblanc 220 kV.
4. No se indica CdT pues dispone de un sistema de monitorización dinámica.
5. Cambio topología con alta de Facultat-Can Rigalt 220 kV y baja de Facultat-Collblanc 220 kV.
6. Cambio topología con alta de Urgell-Can Rigalt 220 kV y baja de Urgell-Collblanc 220 kV.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación APD-CLM
Apoyo a la red de distribución **Castilla-La Mancha**

I Descripción general:

Las actuaciones incluidas permiten mejorar la interfaz transporte-distribución en Castilla-La Mancha:

- Ampliación de subestación Manchega y Minglanilla 400kV.
- Ampliación de subestación Torrijos y Puertollano 220kV.
- Ampliación de subestación Huelves y Talavera 220kV (>2026).

I Motivación / Objetivos:

- Permitir mejorar la seguridad del suministro de la demanda en Torrijos, Puertollano, Huelves y Talavera.
- Dar apoyo a la demanda de la zona de Manchega y Minglanilla y facilitar la evacuación de renovables en la red de distribución.

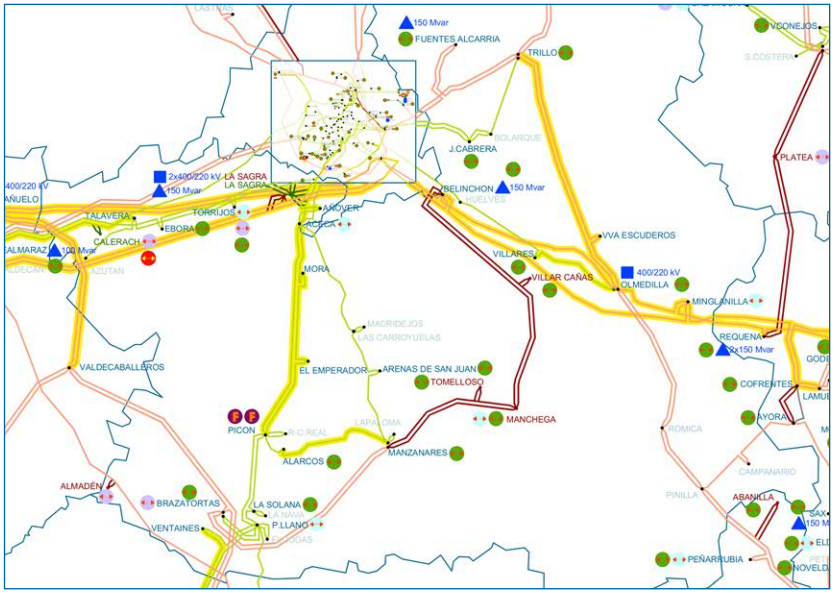
I Alternativas:

Se han valorado alternativas en la red de distribución por parte del gestor de la red de distribución que, o bien suponen un coste superior a las alternativas planteadas en la red de transporte o no se han detectado alternativas viables.

I Dimensión Europea:

No

I Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación APD-CLM
Apoyo a la red de distribución **Castilla-La Mancha**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
6,4 M€	0,3 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7

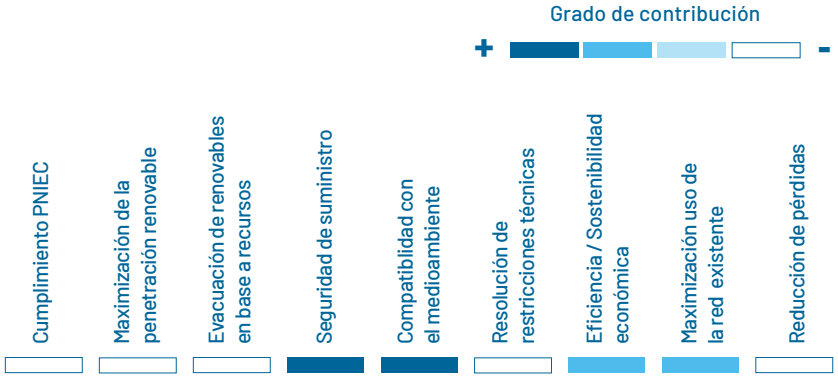
Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN
- M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación APD-CLM
Apoyo a la red de distribución **Castilla-La Mancha**

Tabla de unidades físicas:

	220 kV	400 kV
Posiciones (uds.)	4	3

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Huelves 220 kV	1	Conv.	ApD	> 2026
Manchega 400 kV	1	Conv.	ApD	2025
Minglanilla 400 kV	1	Conv.	ApD	2022
Minglanilla 400 kV	1	Conv.	RdT	2022
Puertollano 220 kV	1	Conv.	ApD	2022
Talavera 220 kV	1	Conv.	ApD	> 2026
Torrijos 220 kV	1	Conv.	ApD	2022

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación APD-CVA
Apoyo a la red de distribución **Valencia**

I Descripción general:

Las actuaciones incluidas permiten mejorar la interfaz transporte-distribución en la C. Valenciana:

- Ampliación de subestación Sagunto GIS, Morvedre y Bechí (2) 220 kV, El Palmeral y Benejama 400 kV.
- Nueva subestación Sancho Llop 220 kV en E/S en el cable Gandía-Valldigna, Benilloba 220 kV en E/S en la línea Jijona-Catadau y Nuevo Cauce 220 kV en E/S en el cable Torrente-Patraix.
- Nueva subestación Assegador 220 kV en E/S en el cable La Plana-Bechí 220 kV y nueva línea La Plana-Assegador 2 (>2026).
- Nueva línea de doble circuito Santa Pola-Torrellano 220 kV.
- Ampliación de subestación Aldaia 220 kV (>2026).

I Motivación / Objetivos:

- Permitir mejorar la seguridad del suministro de la demanda de la Valencia.
- Dar apoyo al crecimiento vegetativo de demanda ante fallos de la transformación transporte-distribución existente.
- Dar suministro a nuevas demandas singulares de la zona de Morvedre.
- Facilitar la evacuación de renovables en la red de distribución.

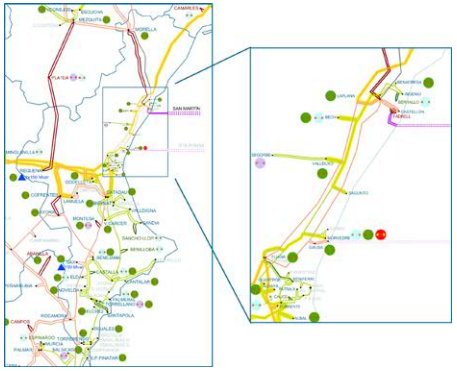
I Alternativas:

Existen estudios coordinados entre el operador del sistema y el gestor de la red distribución que concluyen que las alternativas incluidas son las óptimas en Sagunto, Nuevo Cauce y Benilloba. En otras actuaciones, no se detectan alternativas viables en la red de distribución por parte del gestor de la red de distribución.

I Dimensión Europea:

No

I Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación APD-CVA
Apoyo a la red de distribución **Valencia**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
101,9 M€	0,94 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	9,2	9,0	8,9	8,7	8,6	8,5	8,3	8,2	8,0

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

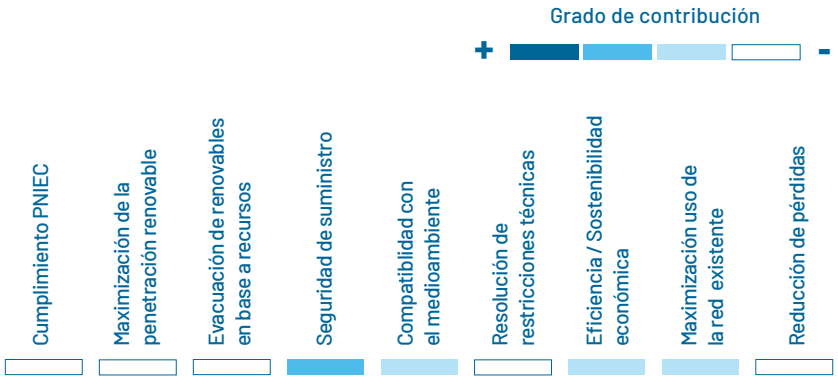
I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN

- M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación APD-CVA
Apoyo a la red de distribución **Valencia**

Tabla de unidades físicas:

	220 kV	400 kV
Posiciones (uds.)	29	2
Línea aérea (km)	33	
Cables (km)	25	

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Assegador 220 kV	Edif.	> 2026
Benilloba 220 kV	Intemp.	2023
Nuevo Cauce 220 kV	Edif.	2023
Sancho Llop 220 kV	Edif.	2022

Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Aldaia 220 kV	1	Blind.	ApD	> 2026
Assegador 220 kV	2	Blind.	ApD	> 2026
Assegador 220 kV	4	Blind.	RdT	> 2026
Bechi 220 kV	2	Blind.	ApD	2022
Benejama 400 kV	1	Conv.	RdT	2022
Benejama 400 kV	1	Conv.	ApD	2022
Benilloba 220 kV	1	Conv.	ApD	2023
Benilloba 220 kV	3	Conv.	RdT	2023
El Palmeral 220 kV	1	Blind.	ApD	2022
La Plana 220 kV	1	Conv.	RdT	> 2026
Morvedre 220 kV	1	Blind.	ApD	2022
Nuevo Cauce 220 kV	2	Blind.	ApD	2023
Nuevo Cauce 220 kV	3	Blind.	RdT	2023
Sagunto GIS 220 kV	1	Blind.	RdT	2022
Sancho Llop 220 kV	2	Blind.	ApD	2022
Sancho Llop 220 kV	3	Blind.	RdT	2022
Torrellano 220 kV	2	Blind.	RdT	2023

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación APD-CVA
Apoyo a la red de distribución **Valencia**

I Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Aldaia - Aldaia 220 kV, cto 1			0,1	Cable	ApD	>2026
DC Santa Pola - Torrellano 220 kV	450	450	9	Línea	ApD	2023
DC Santa Pola - Torrellano 220 kV	450	450	5	Cable	ApD	2023
E/S en Assegador, de La Plana - Bechi 220 kV, cto 1	460	320	1	Cable	ApD	>2026
E/S en Benilloba, de Jijona - Catadau 220 kV, cto 1	340	230	3	Línea	ApD	2023
E/S en Nuevo Cauce, de Torrente - Patraix 220 kV, cto 1	540	540	3	Cable	ApD	2023
E/S en Sancho Llop, de Gandía - Valldigna 220 kV, cto 1	460	300	3	Cable	ApD	2022
La Plana - Assegador 220 kV, cto 2	460	320	0,2	Cable	ApD	>2026
La Plana - Assegador 220 kV, cto 2	460	320	9	Línea	ApD	>2026
Sagunto GIS - Sagunto 220 kV, cto 1			0,3	Cable	ApD	2022

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación APD-CYL
Apoyo a la red de distribución **Castilla y León**

I Descripción general:

Las actuaciones incluidas permiten mejorar la interfaz transporte-distribución en Castilla y León:

- Ampliación de las subestaciones Villarino 220 kV, Alcocero de Mola 220 kV, Zaratán 220 kV, Vilecha 400 kV (>2026) y Saucelle 220 kV.
- Nueva subestación Aranda 400 kV con entrada-salida en la línea La Mudarra-Almazán 400 kV. Ampliación de subestación Aranda 400 kV.
- Nueva subestación Villatoro 220 kV con entrada-salida en la línea Villalbilla-T Ayala 220 kV.

I Motivación / Objetivos:

Permitir mejorar la fiabilidad y la seguridad del suministro de la demanda de las zonas de Villarino, Alcocero de Mola, Vilecha, Villatoro y Aranda, así como facilitar la evacuación de renovables en la red de distribución.

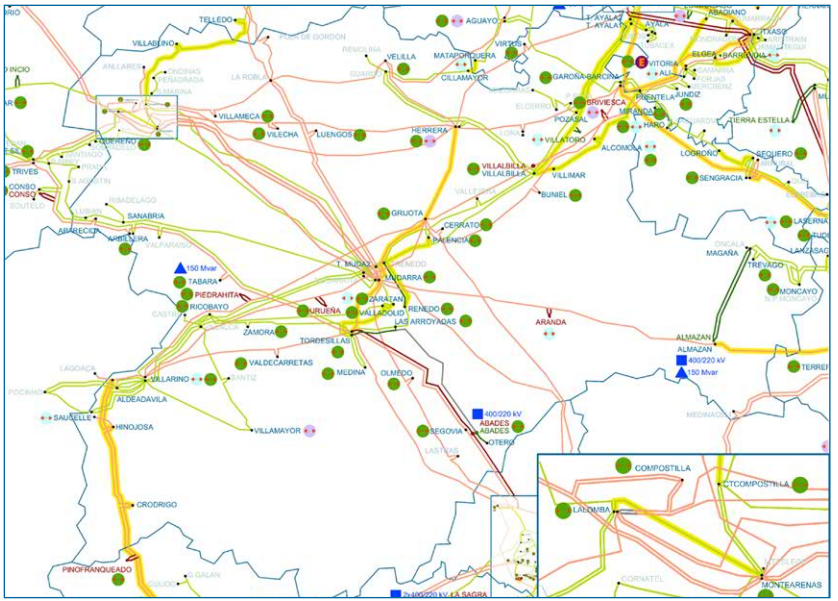
I Alternativas:

Se han valorado alternativas de refuerzo de la red de distribución por parte de los gestores de la red de distribución con un coste superior a las alternativas consideradas de apoyo desde la red de transporte.

I Dimensión Europea:

No

I Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación APD-CYL
Apoyo a la red de distribución **Castilla y León**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
18,5 M€	0,55 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9	1,9	1,9	1,8

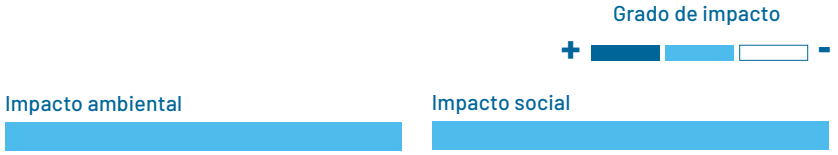
Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

I Rentabilidad:

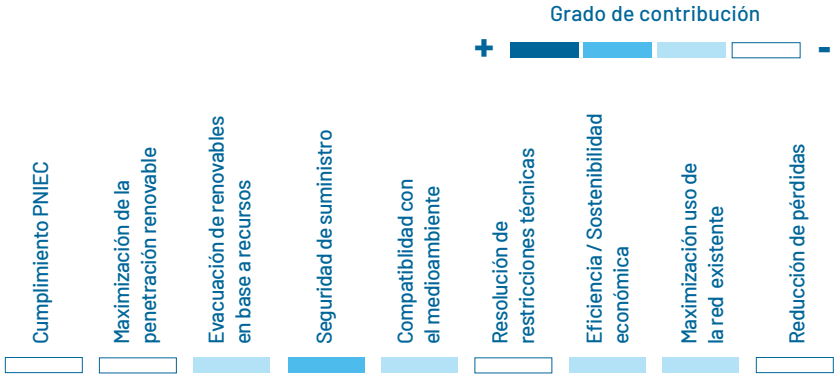
Rentabilidad: VAN

- M€

I Impacto socioambiental:



I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación APD-CYL
Apoyo a la red de distribución **Castilla y León**

I Tabla de unidades físicas:

	220 kV	400 kV
Posiciones (uds.)	8	6
Línea aérea (km)	6	4

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

I Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Aranda de Duero 400 kV	Intemp.	2023
Villatoro 220 kV	Edif.	2023

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Alcocero de Mola 220 kV	1	Conv.	ApD	2022
Aranda de Duero 400 kV	4	Conv.	RdT	2023
Aranda de Duero 400 kV	1	Conv.	ApD	2023
Saucelle 220 kV	1	Conv.	ApD	2022
Vilecha 400 kV	1	Conv.	ApD	> 2026
Villarino 220 kV	1	Conv.	ApD	2022
Villatoro 220 kV	1	Blind.	ApD	2023
Villatoro 220 kV	3	Blind.	RdT	2023
Zaratán 220 kV	1	Conv.	ApD	2022

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
E/S en Aranda de Duero, de Almazán - Mudarra 400 kV, cto 1	1.830	1.540	2	Línea	ApD	2023
E/S en Villatoro, de Villalbilla - T de Ayala 220 kV, cto 1	500	420	3	Línea	ApD	2023

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación APD-EXT
Apoyo a la red de distribución **Extremadura**

I Descripción general:

Las actuaciones incluidas permiten mejorar la interfaz transporte-distribución en Extremadura:

- Nueva subestación Los Arenales 220 kV y nuevas línea-cable Cáceres-Los Arenales 220 kV y Los Arenales-Trujillo 220 kV.
- Nueva linea Los Arenales-José María Oriol NP 220 kV.
- Ampliación de subestación Los Arenales 220 kV.
- Ampliación de subestación Trujillo 220 kV.
- Ampliación de subestación La Serena 400 kV (>2026).

I Motivación / Objetivos:

- Dar apoyo a la demanda en la zona de Cáceres que no puede ser asumido por la red de distribución como consecuencia de la utilización de la traza de la línea Cáceres-Trujillo 132 kV para la nueva línea Los Arenales-Trujillo 220 kV.
- Dar apoyo a la interfaz transporte-distribución para dar suministro a nuevas demandas en la zona de Quintana de la Serena, así como permitir la integración de renovables existentes y futuras en la zona.

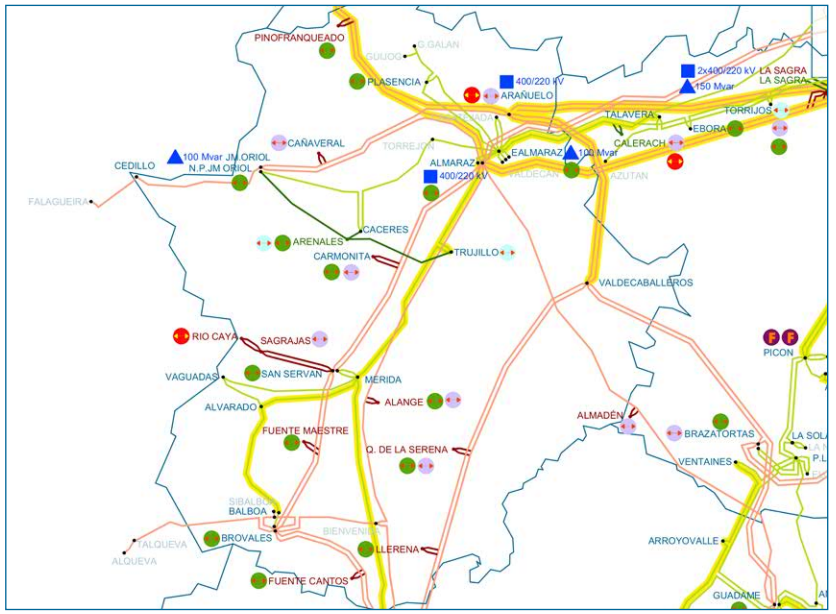
I Alternativas:

Se han valorado alternativas en la red de distribución por parte del gestor de la red de distribución con un coste superior a las alternativas planteadas en la red de transporte.

I Dimensión Europea:

No

I Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación APD-EXT
Apoyo a la red de distribución **Extremadura**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
67 M€	0,49 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	5,9	5,8	5,7	5,6	5,5	5,4	5,3	5,3	5,2

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

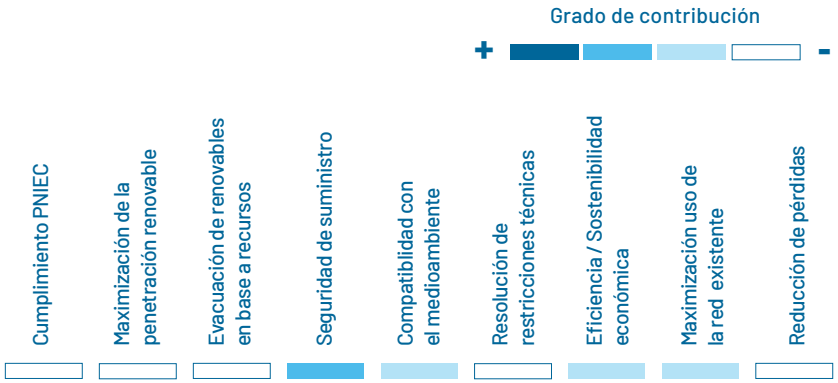
I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN

- M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación APD-EXT
Apoyo a la red de distribución **Extremadura**

I Tabla de unidades físicas:

	220 kV	400 kV
Posiciones (uds.)	9	1
Línea aérea (km)	102	
Cables (km)	8	

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

I Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Los Arenales 220 kV	Intemp.	2021

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Cáceres 220 kV	1	Conv.	RdT	2022
Jose María de Oriol NP 220 kV	1	Conv.	RdT	2021
La Serena 400 kV	1	Conv.	ApD	> 2026
Los Arenales 220 kV	1	Conv.	ApD	2022
Los Arenales 220 kV	2	Conv.	RdT	2022
Los Arenales 220 kV	2	Conv.	RdT	2021
Trujillo 220 kV	1	Blind.	RdT	2022
Trujillo 220 kV	1	Blind.	ApD	2022

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Cáceres - Los Arenales 220 kV, cto 1	374	374	4	Cable	ApD	2022
Cáceres - Los Arenales 220 kV, cto 1	374	374	5	Línea	ApD	2022
DC Jose María de Oriol NP - Los Arenales 220 kV [1]	863	714	50	Línea	ApD	2021
Trujillo - Los Arenales 220 kV, cto 1	450	450	4	Cable	ApD	2022
Trujillo - Los Arenales 220 kV, cto 1	450	450	47	Línea	ApD	2022

Notas:
1. Doble circuito con tendido del primer circuito.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación APD-GAL
Apoyo a la red de distribución **Galicia**

I Descripción general: Las actuaciones incluidas permiten mejorar la interfaz transporte-distribución en Galicia:

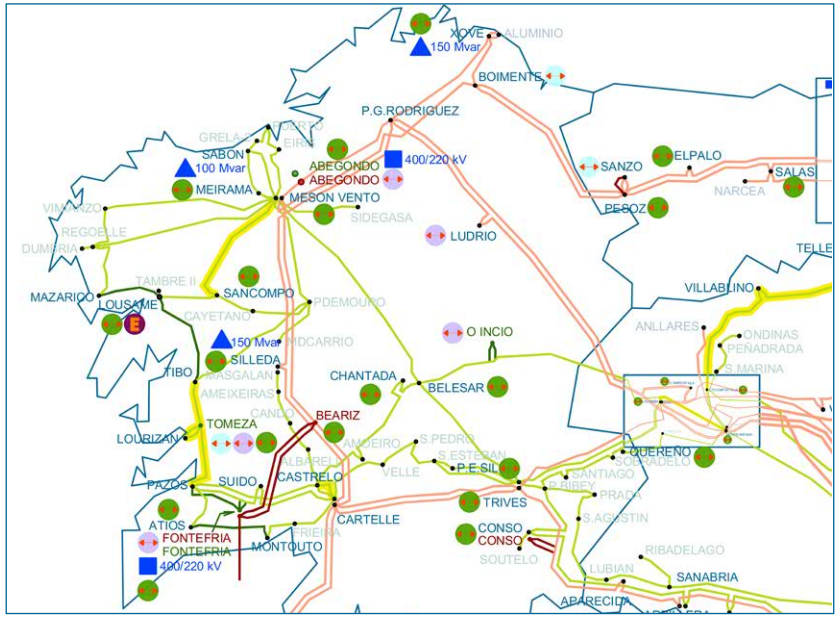
- Ampliación de subestación Tomeza 220 kV.
- Ampliación de subestación Boimente 400 kV.

I Motivación / Objetivos: Permitir mejorar la seguridad del suministro de la demanda de la zona de Tomeza, así como facilitar la evacuación de renovables en la red de distribución en la zona de Boimente.

I Alternativas: Se han valorado alternativas en la red de distribución por parte de los gestores de la red de distribución con un coste superior a las alternativas planteadas en la red de transporte.

I Dimensión Europea: No

I Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación APD-GAL
Apoyo a la red de distribución **Galicia**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
2,2 M€	0,07 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2

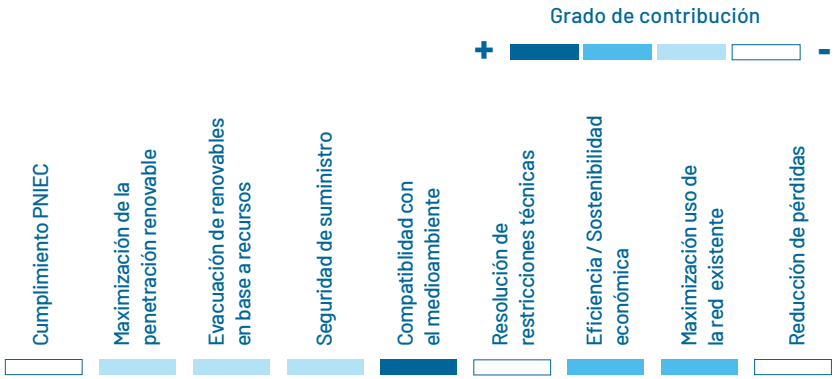
Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN
- M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación APD-GAL
Apoyo a la red de distribución **Galicia**

Tabla de unidades físicas:

	220 kV	400 kV
Posiciones (uds.)	1	1

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Boimente 400 kV	1	Conv.	ApD	2022
Tomeza 220 kV	1	Blind.	ApD	2022

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación APD-IBA
Apoyo a la red de distribución **Baleares**

I Descripción general:

Las actuaciones incluidas permiten mejorar la interfaz transporte-distribución en Baleares:

- Ampliación de la subestación Son Pardo 66 kV.
- Nueva subestación Son Noguera 66kV con entrada-salida en la línea Arenal-Lluçmajor (>2026).

I Motivación / Objetivos:

Dar apoyo a la demanda existente y al crecimiento vegetativo en la zonas afectadas.

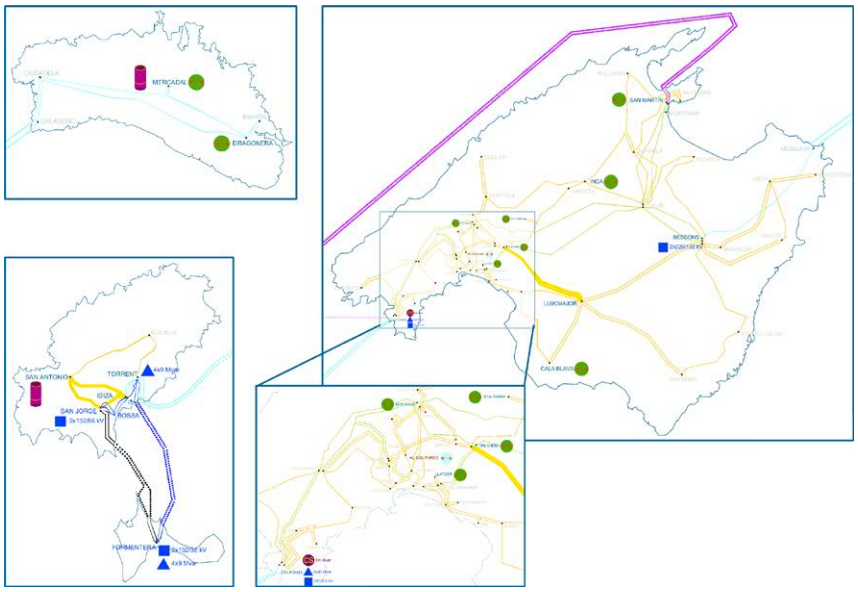
I Alternativas:

Para Son Pardo y Son Noguera se han valorado alternativas de refuerzo en la red de distribución por parte de los gestores de la red de distribución con un coste superior a las alternativas de apoyo desde la red de transporte.

I Dimensión Europea:

No

I Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación APD-IBA
Apoyo a la red de distribución **Baleares**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
7,5 M€	0,08 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

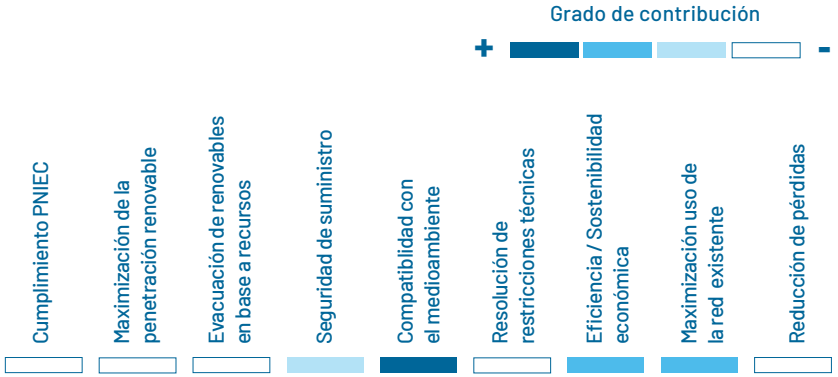
I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN

- M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación APD-IBA
Apoyo a la red de distribución **Baleares**

Tabla de unidades físicas:

	66 kV	132 kV
Posiciones (uds.)	1	3
Línea aérea (km)		2
Cables (km)		2

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Son Noguera 132 kV [1]	Edif.	> 2026

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Son Noguera 132 kV [1]	2	Blind.	RdT	> 2026
Son Noguera 132 kV [2]	1	Blind.	ApD	> 2026
Son Pardo 66 kV	1	Blind.	ApD	2023

Notas:
1. Preparada con aislamiento 132 kV aunque inicialmente funcionando a 66 kV.
2. Preparada con aislamiento 132 kV aunque inicialmente funcionando a 66 kV.

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
E/S en Son Noguera, de Arenal - Llucmajor 132 kV, cto 1 [1]	82	55	0,9	Línea	ApD	>2026
E/S en Son Noguera, de Arenal - Llucmajor 132 kV, cto 1 [2]	82	55	1	Cable	ApD	>2026

Notas:
1. Preparada con aislamiento 132 kV aunque inicialmente funcionando a 66 kV.
2. Preparada con aislamiento 132 kV aunque inicialmente funcionando a 66 kV.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación APD-ICA
Apoyo a la red de distribución **Canarias**

I Descripción general:

Las actuaciones incluidas permiten mejorar la interfaz transporte-distribución en Canarias:

- Ampliaciones de las subestaciones de Salinas 66 kV, Haría 66 kV (H>2026), El Palmar 66kV, Los Olivos 66 kV, Candelaria 66 kV, Los Vallitos 66 kV, Arinaga 66 kV y Abona 66 kV (ver comentario en tablas).
- Nueva subestacion Mogán 66 kV, nuevo doble circuito Mogán-Arguineguín 66 kV y segundo circuito del DC Sta Águeda-Arguineguín 66kV (H>2026).
- Nueva Las Palmas Oeste 66 kV por traslado de la subestación Guanarteme 66 kV.

I Motivación / Objetivos:

- Mejorar el apoyo a la demanda existente en la zona de Salinas, Candelaria y Las Palmas Oeste ante fallos de la transformación transporte-distribución existente.
- Dar apoyo al crecimiento vegetativo de la demanda en la zona oeste deTenerife (Los Vallitos y Los Olivos) y este de Gran Canaria (Arinaga).
- Crear nuevos apoyos transporte-distribución en zonas con perspectivas de crecimiento futuro de la demanda: oeste de Gran Canaria (Mogán), La Gomera (El Palmar), norte de Lanzarote (Haría) y Tenerife (Abona).
- Permitir la conexión y evacuación adecuada de la futura generación renovable en el norte de Lanzarote.

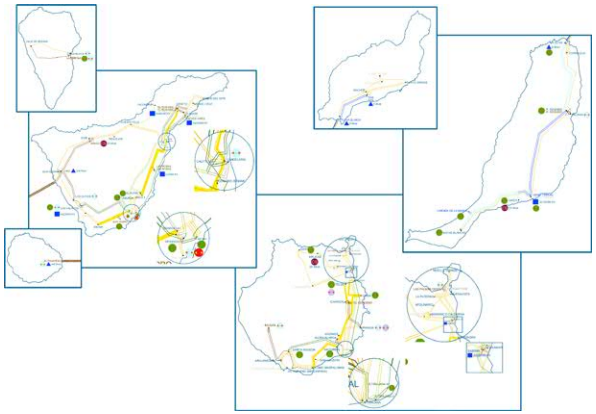
I Alternativas:

Se han valorado alternativas de desarrollo de la red de distribución por parte del gestor de la red de distribución con coste superior a las actuaciones incluidas en la red de transporte. En los casos de El Palmar y Guanarteme no se han identificado alternativas viables de desarrollo en la red de distribución.

I Dimensión Europea:

No

I Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación APD-ICA
Apoyo a la red de distribución **Canarias**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
25 M€	0,42 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	2,4	2,4	2,4	2,3	2,3	2,3	2,2	2,2	2,2

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

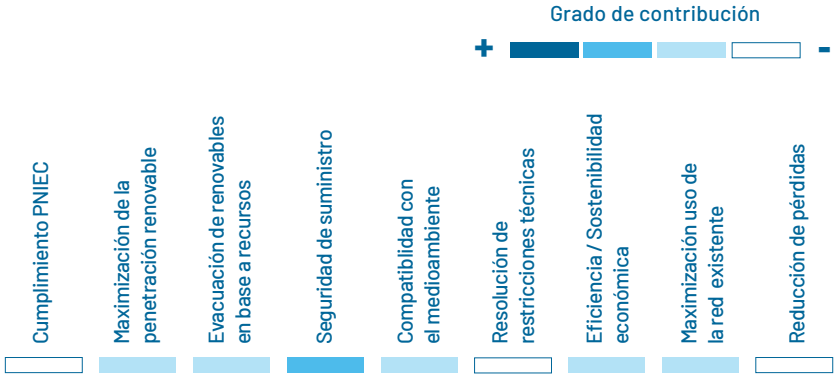
I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN

- M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación APD-ICA
Apoyo a la red de distribución **Canarias**

I Tabla de unidades físicas:

	66 kV
Posiciones (uds.)	21
Línea aérea (km)	33
Cables (km)	4

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

I Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Las Palmas Oeste 66 kV [1]	Edif.	2024
Mogán 66 kV	Edif.	2024

Notas:
1. Nueva subestación por traslado de SE Guanarteme 66 kV.

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Abona 66 kV [1]	1	Blind.	Consum.	2022
Abona 66 kV	1	Blind.	RdT	2022
Arinaga 66 kV	1	Blind.	ApD	2022
El Palmar de la Gomera 66 kV	2	Blind.	ApD	2026
El Palmar de la Gomera 66 kV	1	Blind.	RdT	2026
Haria 66 kV	1	Blind.	ApD	> 2026
Las Palmas Oeste 66 kV	3	Blind.	ApD	2024
Las Palmas Oeste 66 kV [2]	1	Blind.	RdT	2024
Las Salinas 66 kV	1	Blind.	ApD	2022
Los Olivos 66 kV	2	Blind.	ApD	2023
Mogán 66 kV	1	Blind.	ApD	2024
Mogán 66 kV	3	Blind.	RdT	2024
Santa Águeda 66 kV	2	Blind.	RdT	> 2026
Vallitos 66 kV	1	Blind.	ApD	2023

Notas:
1. Alimentación zona portuaria. Pendiente de asignación.
2. Nueva subestación por traslado de SE Guanarteme 66 kV.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación APD-ICA
Apoyo a la red de distribución **Canarias**

I Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
DC Arguineguín - Mogán 66 kV	80	80	1	Cable	ApD	2024
DC Arguineguín - Mogán 66 kV	67	67	13	Línea	ApD	2024
DC Santa Águeda - Arguineguín 66 kV [1]	74	74	6	Línea	ApD	> 2026
La Paterna - Las Palmas Oeste 66 kV, cto 1 [2]	58	58	0,5	Cable	ApD	2024
Muelle Grande - Las Palmas Oeste 66 kV, cto 1 [3]	62	62	0,5	Cable	ApD	2024
Sabinal - Las Palmas Oeste 66 kV, cto 1 [4]	58	58	0,5	Cable	ApD	2024
Santa Águeda - Arguineguín 66 kV, cto 4	82	82	0,2	Cable	ApD	> 2026
Santa Águeda - Mogán 66 kV, cto 1 [5]	67	67	1	Línea	ApD	2024

Notas:
1. Doble circuito con tendido del segundo circuito.
2. Cambio topología con alta de La Paterna-Las Palmas Oeste 66 kV y baja de La Paterna-Guanarteme 66 kV.
3. Cambio topología con alta de Muelle Grande-Las Palmas Oeste 66 kV y baja de Muelle Grande-Guanarteme 66 kV.
4. Cambio topología con alta de Sabinal-Las Palmas Oeste 66 kV y baja de Sabinal-Guanarteme 66 kV
5. Cambio topología con alta de Sta Águeda-Mogán 66 kV y baja de Sta Águeda-Arguineguín 4 66 kV y Arguineguín-Mogán 2 66 kV.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación APD-MAD_1
Apoyo a la red de distribución **Madrid**

I Descripción general:

Las actuaciones incluidas permiten mejorar la interfaz transporte-distribución en la zona de Madrid:

- Nuevas subestaciones Fuente Hito 220 kV, Begoña 220 kV con entrada-salida en el cable Fuencarral-Sanchinarro y Cristo de Rivas con entrada-salida en la línea Loeches-Vallecas (H>2026).
- Nuevo cable Alcobendas-Fuente Hito y línea-cable FuenteHito-Arroyo de la Vega.
- Ampliación de las subestaciones Fuente Hito (2), Begoña, Ciudad Deportiva, Boadilla, Loeches, Valdemoro, Galapagar(2), Pinto y Morata 220 kV (>20 26).
- Nuevo cable Begoña- Fuente Hito 220 kV (>2026).
- Cambio de configuración de subestación Valdemoro 220 kV.

I Motivación / Objetivos:

Permitir mejorar la seguridad del suministro de la demanda, así como dar suministro a nuevas demandas específicas en la zona de Madrid.

I Alternativas:

Se han valorado alternativas de refuerzo de la red de distribución por parte del gestor de la red de distribución con un coste superior a los apoyos desde la red de transporte incluidos. Tambien existen, en algunos casos, estudios coordinados entre el operador del sistema y el gestor de la red distribución que concluyen que la solución óptima es la alternativa propuesta.

I Dimensión Europea:

No

I Mapa:

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación APD-MAD_1
Apoyo a la red de distribución **Madrid**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
109,4 M€	0,77 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	9,6	9,5	9,3	9,1	9,0	8,8	8,7	8,5	8,4

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

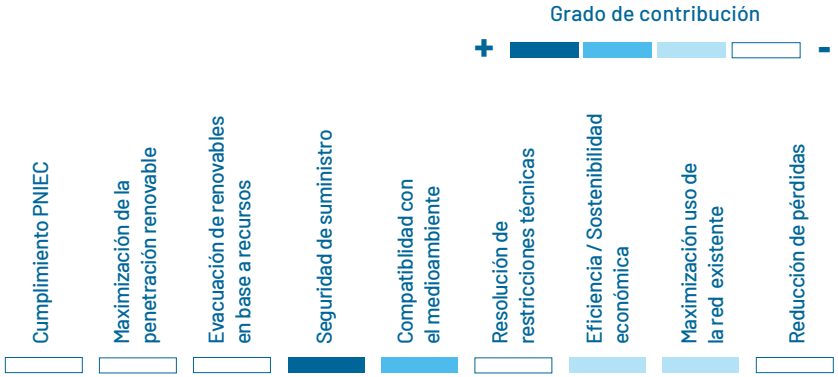
I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN

- M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación APD-MAD_1
Apoyo a la red de distribución **Madrid**

Tabla de unidades físicas:

	220 kV
Posiciones (uds.)	25
Renovación parcial de posiciones (uds.)	0,1
Cables (km)	34

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Begoña 220 kV	Edif.	2024
Cristo de Rivas 220 kV	Edif.	> 2026
Fuente Hito 220 kV	Edif.	2025

Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Alcobendas 220 kV	1	Blind.	RdT	2025
Arroyo de la Vega 220 kV	1	Conv.	RdT	2025
Begoña 220 kV	1	Blind.	ApD	2024
Begoña 220 kV	3	Blind.	RdT	2024
Begoña 220 kV	1	Blind.	RdT	> 2026
Boadilla 220 kV	1	Blind.	ApD	2023
Ciudad Deportiva 220 kV	1	Blind.	ApD	2023
Cristo de Rivas 220 kV	1	Blind.	ApD	> 2026
Cristo de Rivas 220 kV	3	Blind.	RdT	> 2026
Fuente Hito 220 kV	2	Blind.	ApD	2025
Fuente Hito 220 kV	3	Blind.	RdT	2025
Fuente Hito 220 kV	1	Blind.	RdT	> 2026
Galapagar 220 kV	2	Conv.	ApD	2022
Loeches 220 kV [1]	1	Conv.	ApD	2022
Morata 220 kV	1	Conv.	ApD	> 2026
Pinto 220 kV	1	Conv.	ApD	2022
Valdemoro 220 kV	1	Conv.	ApD	2024

Notas:
1. En el binudo A.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación APD-MAD_1
Apoyo a la red de distribución **Madrid**

I Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Renovación parcial de posiciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Valdemoro 220 kV	0	Conv.	RdT	2022

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Alcobendas - Fuente Hito 220 kV, cto 1	510	510	6	Cable	ApD	2025
Arroyo de la Vega - Fuente Hito 220 kV, cto 1	500	500	2	Cable	ApD	2025
Begoña - Fuente Hito 220 kV, cto 1	470	470	16	Cable	ApD	> 2026
E/S en Begoña, de Fuencarral - Sanchinarro 220 kV, cto 1	450	450	2	Cable	ApD	2024
E/S en Cristo de Rivas, de Loeches - Vallecas 220 kV, cto 1	310	310	2	Cable	ApD	> 2026

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación APD-MAD_2
Apoyo a la red de distribución **Madrid este. Corredor del Henares**

I Descripción general:

Las actuaciones incluidas permiten mejorar la interfaz transporte-distribución en la zona del corredor del Henares en Madrid:

- Nueva subestación Complutum 220 kV y nuevo doble circuito Anchuelo-Complutum 220 kV.
- Nueva subestación Anchuelo 220 kV y nuevo transformador 1 en Anchuelo 400/220.
- Nueva subestación Cisneros 220 kV con entrada-salida en la línea Arroyo de la Vega-Meco.
- Ampliación de las subestaciones Complutum, San Fernando y Cisneros (2) 220 kV.
- Nuevo doble circuito Complutum-Cisneros 220 kV (>2026).

I Motivación / Objetivos:

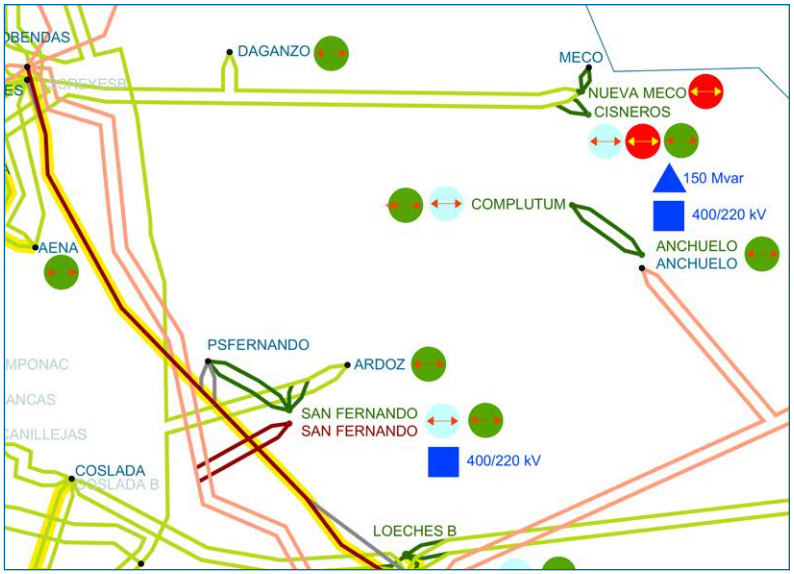
Permitir mejorar la seguridad del suministro de la demanda, así como dar suministro a nuevas demandas singulares en la zona del corredor del Henares en Madrid.

I Alternativas:

El gestor de la red de distribución ha valorado alternativas de refuerzo de la red de distribución con un coste superior a las alternativas de apoyo desde la red de transporte. Asimismo, en algunos casos, existen estudios coordinados entre el operador del sistema y el gestor de la red distribución que concluyen que las alternativas incluidas son las óptimas para atender a las necesidades detectadas en la red de distribución.

I Dimensión Europea: No

I Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación APD-MAD_2
Apoyo a la red de distribución **Madrid este. Corredor del Henares**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
72,4 M€	0,66 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	6,5	6,4	6,3	6,2	6,1	6,0	5,9	5,8	5,7

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

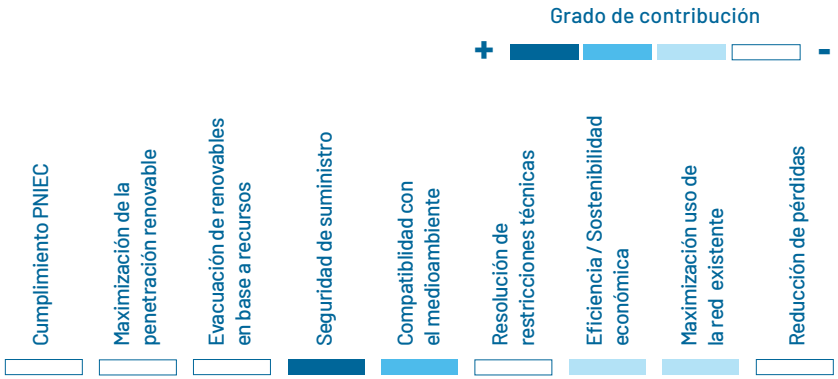
I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN

- M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación APD-MAD_2
Apoyo a la red de distribución **Madrid este. Corredor del Henares**

Tabla de unidades físicas:

	220 kV	400 kV
Posiciones (uds.)	18	1
Línea aérea (km)	23	
Cables (km)	16	
Transformación a 220 kV (MVA)		600

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Anchuelo 220 kV	Intemp.	2022
Cisneros 220 kV	Edif.	2024
Complutum 220 kV	Edif.	2023

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Anchuelo 220 kV	2	Conv.	RdT	2023
Anchuelo 220 kV	2	Conv.	RdT	2022
Anchuelo 400 kV	1	Conv.	RdT	2022
Cisneros 220 kV	2	Blind.	ApD	2024

Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Ampliación de subestaciones (cont.)	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Cisneros 220 kV	2	Blind.	RdT	> 2026
Cisneros 220 kV	3	Blind.	RdT	2024
Complutum 220 kV	1	Blind.	ApD	2023
Complutum 220 kV	2	Blind.	RdT	> 2026
Complutum 220 kV	3	Blind.	RdT	2023
San Fernando 220 kV	1	Blind.	ApD	2022

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
DC Anchuelo - Complutum 220 kV	450	450	10	Línea	ApD	2023
DC Anchuelo - Complutum 220 kV	450	450	1	Cable	ApD	2023
DC Cisneros - Complutum 220 kV	410	410	4	Cable	ApD	> 2026
E/S en Cisneros, de Arroyo de la Vega - Meco 220 kV, cto 1	470	320	2	Línea	ApD	2024
E/S en Cisneros, de Arroyo de la Vega - Meco 220 kV, cto 1	470	320	2	Cable	ApD	2024

Nuevos transformadores	MVA	Tipo	Motiv.	Prev.
Anchuelo 400/220 kV, TF1	600	B.Trif.	ApD	2022

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación APD-MUR
Apoyo a la red de distribución **Murcia**

I Descripción general:

Las actuaciones incluidas permiten mejorar la interfaz transporte-distribución en la Región de Murcia:

- Nueva subestación Espinardo 220 kV en E/S en el cable El Palmar-Murcia 220 kV.
- Ampliación de Espinardo 220 kV.
- Ampliación de Peñarrubia 400 kV.

I Motivación / Objetivos:

Permitir mejorar la seguridad del suministro de la demanda de la ciudad Murcia, dar apoyo al crecimiento vegetativo de demanda ante fallos de la transformación transporte-distribución existente, asi como facilitar la evacuación de renovables en la red de distribución.

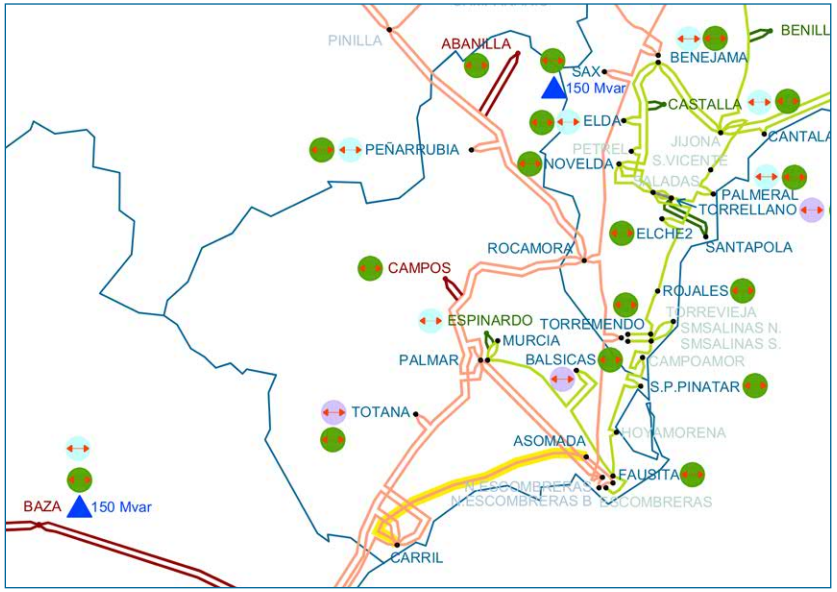
I Alternativas:

El gestor de la red de distribución no ha encontrado alternativas viables de refuerzo de la red de distribución que puedan atender las necesidades detectadas.

I Dimensión Europea:

No

I Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación APD-MUR
Apoyo a la red de distribución **Murcia**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
61,6 M€	0,21 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	5,2	5,1	5,0	4,9	4,8	4,8	4,7	4,6	4,5

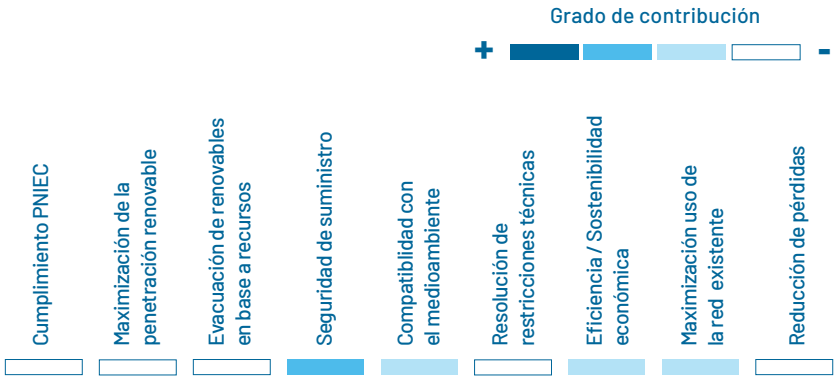
Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN
- M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación APD-MUR
Apoyo a la red de distribución **Murcia**

Tabla de unidades físicas:

	220 kV	400 kV
Posiciones (uds.)	4	2
Cables (km)	24	

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Espinardo 220 kV	Edif.	2023

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Espinardo 220 kV	1	Blind.	ApD	2023
Espinardo 220 kV	3	Blind.	RdT	2023
Peñarrubia 400 kV	1	Conv.	RdT	2023
Peñarrubia 400 kV	1	Conv.	ApD	2023

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
E/S en Espinardo, de El Palmar - Murcia 220 kV, cto 1	450	450	12	Cable	ApD	2023

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación APD-NAV
Apoyo a la red de distribución **Navarra**

I Descripción general:

Las actuaciones incluidas permiten mejorar la interfaz transporte-distribución en Navarra:

- Nueva subestación Tierra Estella 220 kV y nuevo doble circuito Muruarte-Tierra Estella 220 kV.
- Ampliaciones (2) de la subestación de Tierra Estella 220 kV.

I Motivación / Objetivos:

Permitir mejorar la seguridad del suministro de la demanda en la zona de Tierra Estella.

I Alternativas:

Se han valorado alternativas de refuerzo de la red de distribución por parte del gestor de la red de distribución con un coste superior a las alternativas de apoyo desde la red de transporte. Adicionalmente, la actuación permitirá una mayor integración de renovables en la zona en la red de distribución.

I Dimensión Europea:

No

I Mapa:

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación APD-NAV
Apoyo a la red de distribución **Navarra**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
23,7 M€	0,34 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	2,3	2,2	2,2	2,2	2,1	2,1	2,1	2,0	2,0

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

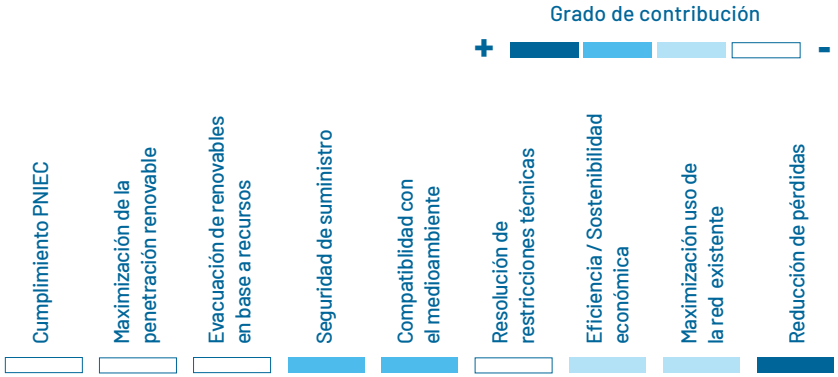
I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN

- M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación APD-NAV
Apoyo a la red de distribución **Navarra**

I Tabla de unidades físicas:

	220 kV
Posiciones (uds.)	7
Línea aérea (km)	70

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

I Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Tierra Estella 220 kV	Intemp.	2023

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Muruarte 220 kV	2	Conv.	RdT	2023
Tierra Estella 220 kV	1	Conv.	ApD	2023
Tierra Estella 220 kV [1]	1	Conv.	ApD	> 2026
Tierra Estella 220 kV	3	Conv.	RdT	2023

Notas:
1. Alcance final solicitado por distribuidor son dos posiciones.

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
DC Muruarte - Tierra Estella 220 kV	900	770	35	Línea	ApD	2023

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación APD-PVA
Apoyo a la red de distribución **País Vasco**

I Descripción general:

Las actuaciones incluidas permiten mejorar la interfaz transporte-distribución en la zona del País Vasco:

- Nueva subestación de Barrundia 220 kV y conexión con Elgea 220 kV.
- Ampliación de las subestaciónes Ali y Barrundia 220 kV.
- Ampliación de la subestación Abanto 400 kV.
- Ampliación de la subestación Jundiz 220 kV (>2026).
- Ampliación de la subestación La Jara 220 kV para finalizar el equipamiento de las posiciones de apoyo a distribución (H>2026).

I Motivación / Objetivos:

- Asegurar el suministro ante el crecimiento vegetativo de la demanda en Vitoria con el refuerzo de Ali, Barrundia y Jundiz.
- Permitir mejorar la seguridad del suministro con actuaciones en las subestaciones de Abanto y La Jara.

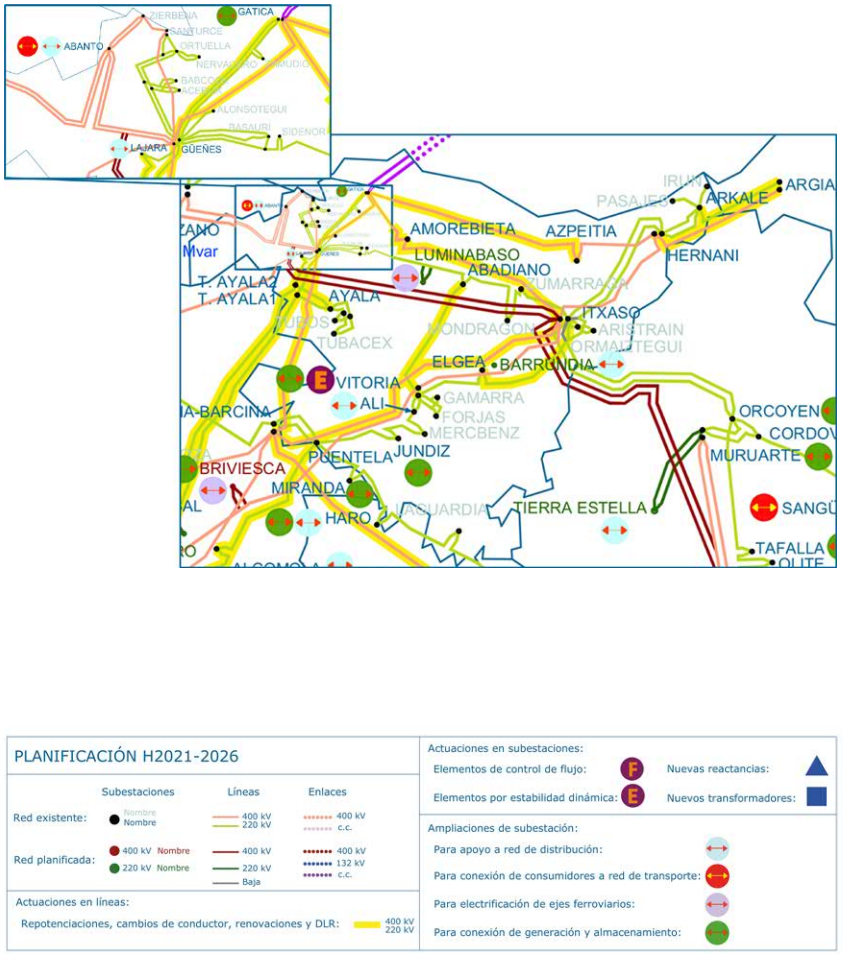
I Alternativas:

Se han valorado alternativas de refuerzo de la red de distribución por parte del gestor de la red de distribución con un coste superior al apoyo desde red de transporte.

I Dimensión Europea:

No

I Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación APD-PVA
Apoyo a la red de distribución **País Vasco**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
14,4 M€	0,45 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

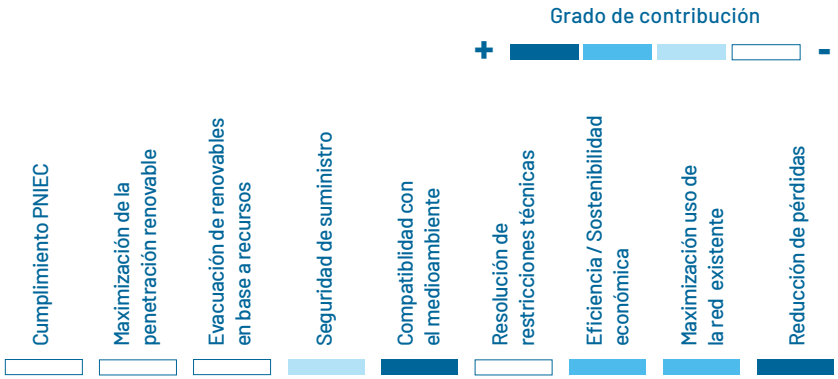
I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN

- M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación APD-PVA
Apoyo a la red de distribución **País Vasco**

Tabla de unidades físicas:

	220 kV	400 kV
Posiciones (uds.)	11	1
Línea aérea (km)	2	
Cables (km)	1	

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Barrundia 220 kV	Intemp.	2023

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Abanto 400 kV [1]	1	Conv.	ApD	2022
Ali 220 kV	1	Conv.	ApD	2023
Barrundia 220 kV	2	Conv.	ApD	2023
Barrundia 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Barrundia 220 kV	3	Conv.	RdT	2023
Jundiz 220 kV	1	Blind.	ApD	> 2026
La Jara 220 kV	1	Blind.	RdT	2023
La Jara 220 kV [2 3]	2	Conv.	ApD	2023

Notas:
1. Trafo 400/132 kV.
2. Interruptor de trafo.
3. Interruptor de trafo.

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Ali - Ali 220 kV, cto 1			1	Cable	ApD	2023
DC Elgea - Barrundia 220 kV			1	Línea	RdT	2023

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación APD-RIO
Apoyo a la red de distribución **La Rioja**

I Descripción general: Las actuaciones incluidas permiten mejorar la interfaz transporte-distribución en la zona de La Rioja:

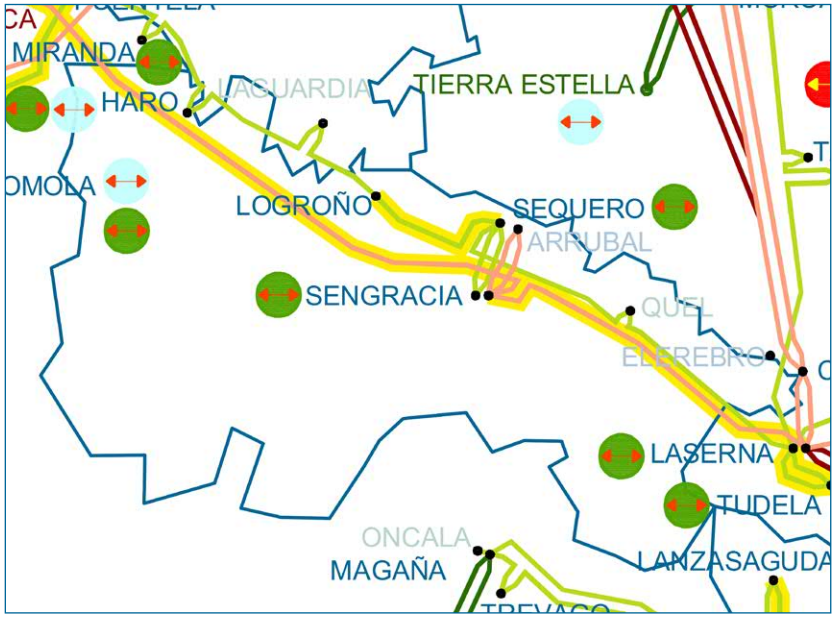
- Ampliación de la subestación Haro 220 kV.

I Motivación / Objetivos: Permitir mejorar la seguridad del suministro de la demanda en la zona de Haro ante fallos de la transformación transporte-distribución existente.

I Alternativas: No se detectan alternativas viables de refuerzo de la red de distribución por parte del gestor de la red de distribución.

I Dimensión Europea: No

I Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación APD-RIO
Apoyo a la red de distribución **La Rioja**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
1,1 M€	0,02 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

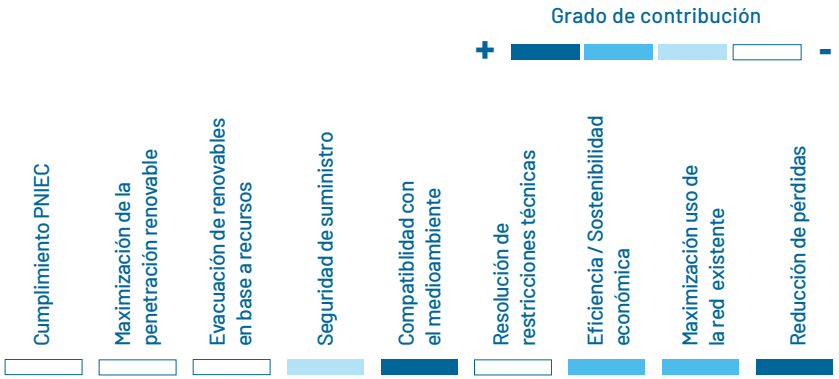
Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN
- M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación APD-RIO
Apoyo a la red de distribución **La Rioja**

Tabla de unidades físicas:

	220 kV
Posiciones (uds.)	1

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Haro 220 kV	1	Blind.	ApD	2022

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación CONSUM
Consumidores conectados a la red de transporte

I Descripción general:

Las siguientes actuaciones se incluyen para alimentar consumidores conectados a la red de transporte:

- Nueva subestación Francolí 220 kV en E/S en la línea Perafort-Morell 220 kV. Nueva línea Francolí-La Selva 220 kV.
- Nuevas subestaciones Sagrajas y Rio Caya 400 kV y nuevos DC San Serván-Sagrajas y Sagrajas-Rio Caya 400 kV.
- Nueva subestación Calatorao 220 kV en E/S en la línea Jalón - Los Vientos 220 kV.
- Nueva subestación Nueva Meco 220 kV con conexión a Meco, Arroyo de la Vega y Daganzo 220 kV.
- Ampliación y cambio de configuración de subestación Abrera 220 kV y El Espartal 220 kV.
- Ampliación de las subestaciones Los Barrios, Sangüesa, Cártama, Constantí, Los Montes, Cisneros, Cerdá, Francolí, Puigpelat y Calera y Chozas 220 kV, Abanto, Arañuelo, Morvedre y Peñaflor 400 kV y Abona 66 kV.

I Motivación / Objetivos:

Alimentar grandes consumidores conectados directamente a la red de transporte.

I Alternativas:

Se han valorado varias alternativas de conexión en otras subestaciones. En concreto:

- Las alternativas de conexión en Morell 220 kV no son viables.
- Las alternativas de conexión en Esquedas y Abrera 220 kV sin renovación de la subestación no son viables.
- Las alternativas de conexión en Ave Zaragoza 220 kV no responden a las necesidades planteadas.
- Las alternativas de conexión en Nerja como entrada/salida en Los Montes-Saleres 220 kV no son viables debido a las dificultades mediambientales y sociales en la implantación de esta línea.

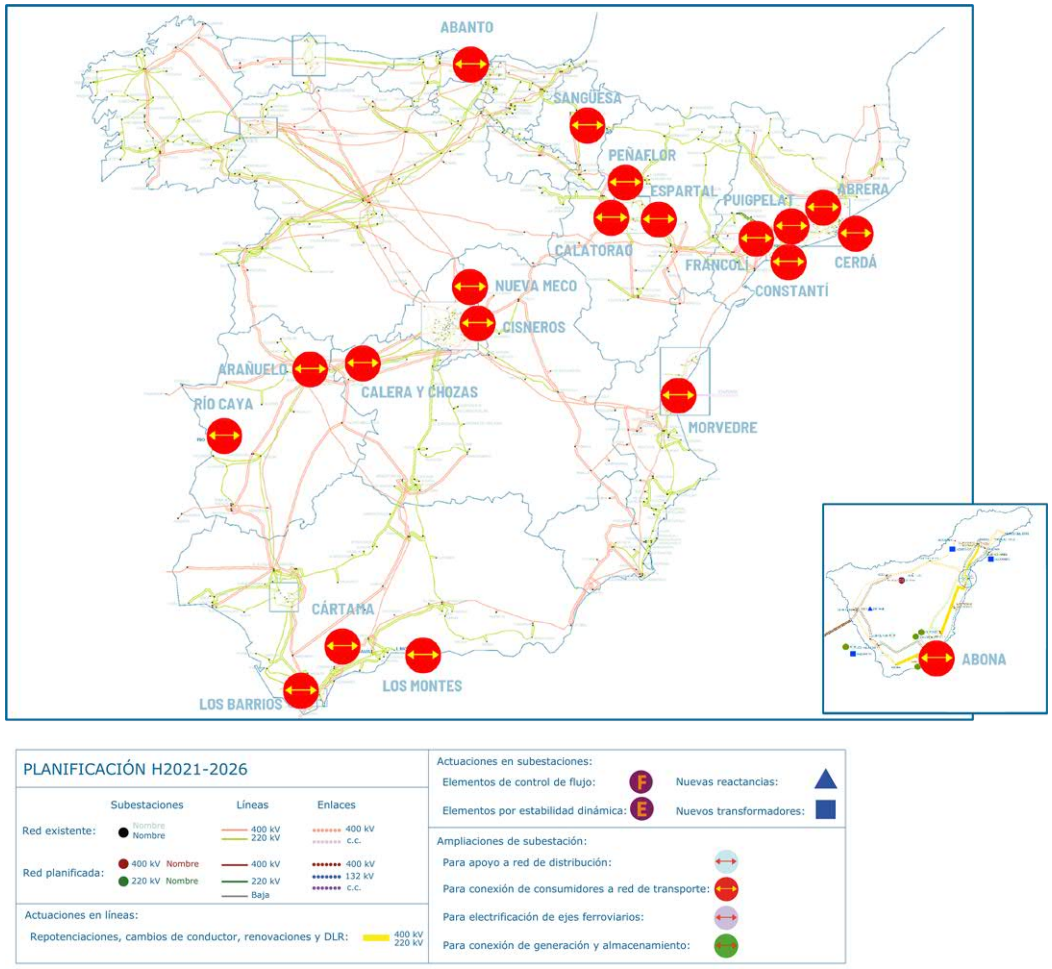
I Dimensión Europea:

No

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación CONSUM
Consumidores conectados a la red de transporte

I Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación CONSUM
Consumidores conectados a la red de transporte

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
79,5 M€	2,56 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	9,0	8,9	8,8	8,6	8,5	8,4	8,3	8,2	8,1

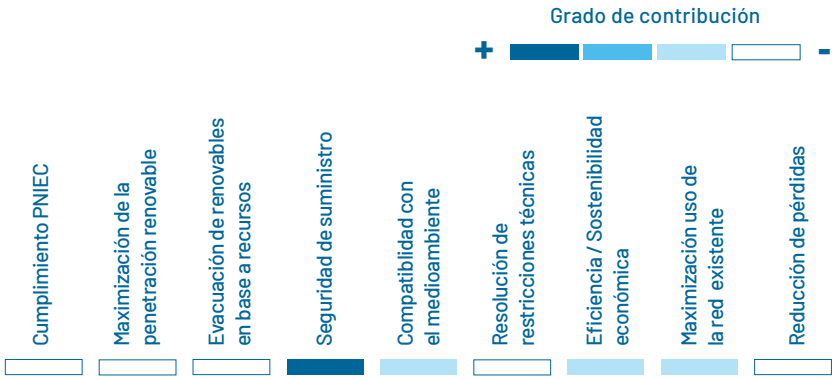
Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN
- M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación CONSUM
Consumidores conectados a la red de transporte

I Tabla de unidades físicas:

	220 kV	400 kV
Posiciones (uds.)	48	21
Línea aérea (km)	18	107
Cables (km)	1	

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

I Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Calatorao 220 kV	Intemp.	2025
Francolí 220 kV [1]	Intemp.	2024
Nueva Meco 220 kV	Intemp.	2024
Río Caya 400 kV	Intemp.	2024
Sagrajas 400 kV	Intemp.	2024

Notas:
1. También denominada Nueva Morell.

I Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Abanto 400 kV	1	Conv.	Consum.	2023
Abrera 220 kV	6	Blind.	RdT	2024
Abrera 220 kV	2	Blind.	Consum.	2024
Arañuelo 400 kV	2	Conv.	Consum.	2024
Calatorao 220 kV	4	Conv.	Consum.	2025
Calatorao 220 kV	3	Conv.	RdT	2025
Calera y Chozas 220 kV	4	Conv.	Consum.	2024
Cártama 220 kV	1	Blind.	Consum.	2023
Cerdá 220 kV	1	Blind.	Consum.	2022
Cisneros 220 kV	2	Blind.	Consum.	2024
Constanti 220 kV	1	Conv.	Consum.	2023
Espartal 220 kV	3	Conv.	RdT	2024
Espartal 220 kV	2	Conv.	Consum.	2024
Francolí 220 kV	2	Conv.	Consum.	2024
Francolí 220 kV	1	Conv.	Consum.	2023
Francolí 220 kV	4	Conv.	RdT	2024
La Selva 220 kV	1	Blind.	RdT	2024
Los Barrios 220 kV	1	Conv.	Consum.	2023
Los Montes 220 kV	1	Conv.	Consum.	2023
Morvedre 400 kV	2	Conv.	Consum.	2024
Nueva Meco 220 kV	2	Conv.	Consum.	2024

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación CONSUM
Consumidores conectados a la red de transporte

I Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Ampliación de subestaciones (cont.)	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Nueva Meco 220 kV	5	Conv.	RdT	2024
Peñaflor 400 kV	2	Conv.	Consum.	2024
Puigpelat 220 kV	1	Blind.	Consum.	2024
Río Caya 400 kV	1	Conv.	Consum.	2024
Río Caya 400 kV	4	Conv.	RdT	2024
Sagrajas 400 kV	6	Conv.	RdT	2024
San Servan 400 kV	3	Conv.	RdT	2024
Sangüesa 220 kV	1	Conv.	Consum.	2023

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Abrera - Abrera 220 kV, cto 1 [1]			0,2	Cable	Consum.	2024
Abrera - Abrera 220 kV, cto 2 [2]			0,2	Cable	Consum.	2024
Abrera - Abrera 220 kV, cto 3 [3]			0,2	Cable	Consum.	2024
Abrera - Abrera 220 kV, cto 4 [4]			0,2	Cable	Consum.	2024
Abrera - Abrera 220 kV, cto 5			0,2	Cable	Consum.	2024
DC Espartal - Espartal 220 kV			0,3	Línea	Consum.	2024
DC Meco - Nueva Meco 220 kV			0,2	Línea	RdT	2024
DC Nueva Meco-Arroyo de la Vega / Daganzo 220kV [5]			0,2	Línea	RdT	2024
DC Sagrajas - Río Caya 400 kV	1.960	1.790	24	Línea	Consum.	2024
DC San Servan - Sagrajas 400 kV	1.960	1.790	30	Línea	Consum.	2024
E/S en Abrera, de Pujalt - Rubí 220 kV, cto 1 [6]	360	250	0,2	Cable	Consum.	2024
E/S en Calatorao, de Jalón - Los Vientos 220 kV, cto 1			4	Línea	RdT	2025
E/S en Francolí, de Perafort - Morell 220 kV, cto 1	190	170	0,5	Línea	Consum.	2024
Francolí - La Selva 220 kV, cto 1	880	760	8	Línea	Consum.	2024

Notas:
1. Conexión de la posición con el transformador de distribución.
2. Conexión de la posición con el transformador de distribución.
3. Conexión de la posición con el transformador de distribución.
4. Conexión de la posición con el transformador de alimentación al consumidor.
5. Cambio topología con alta de Nueva Meco-Arroyo de la Vega 220 kV y baja de Meco-Arroyo de la Vega / Daganzo 220 kV.
6. Se requiere nuevo tramo de línea en la E/S en Abrera 220 kV de Pujalt-Rubí 220 kV.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación INT_ESP-FRA_1
Interconexiones internacionales **España-Francia por el Golfo de Vizcaya**

I Descripción general:

El proyecto consiste en una nueva interconexión submarina entre España y Francia en corriente continua, con tecnología VSC y formado por dos monopolos simétricos de 400 kV y 1.000 MW cada uno. Esta interconexión conectará a la subestación existente de Gatica 400kV mediante un doble circuito de 400kV.

I Motivación / Objetivos:

- Integración de sistema eléctrico peninsular en el mercado único europeo contribuyendo a reducir la diferencia de precios entre países.
- Contribuir a integrar la energía renovable existente y futura en toda Europa, y especialmente en España y la península ibérica.
- Reducir el aislamiento eléctrico de España y la península ibérica, y mejorar su nivel de interconexión de cara a cumplir los objetivos fijados por la UE.
- Cumplir los acuerdos intergubernamentales de la Declaración de Madrid.

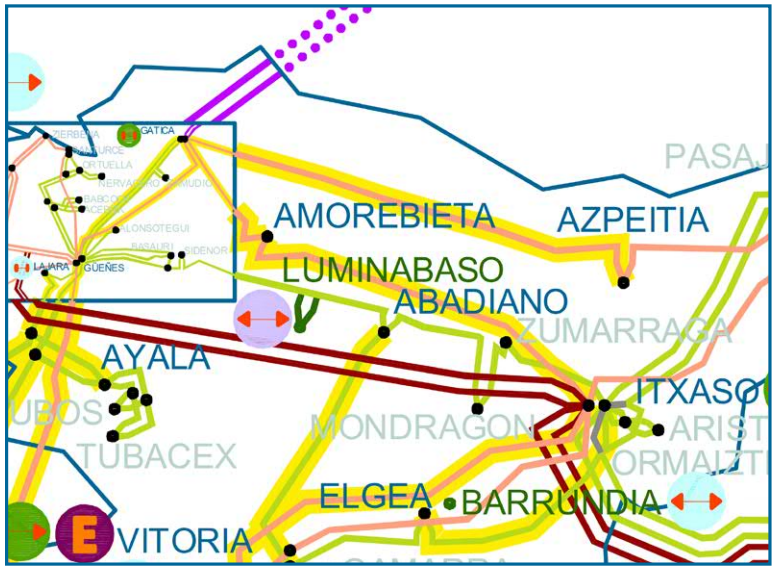
I Alternativas:

Tras la puesta en servicio de la interconexión este en 2015, el refuerzo óptimo para una adecuada distribución de flujos debe situarse en la parte oeste de la frontera España-Francia. Otras soluciones terrestres en aéreo o soterrado son inviables por implantación física y presentan un impacto social y medioambiental muy superior.

I Dimensión Europea:

Si / Proyecto 16 del TYNDP 2020 y Proyecto PIC 2.7 en la lista 2019.

I Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación INT_ESP-FRA_1
Interconexiones internacionales **España-Francia por el Golfo de Vizcaya**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: 221 M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: 1.225 kt/año*
Integración adicional de renovables: 7.431.000 MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: −2.711.000 MWh/año*
Reducción de la ENS: 7.470 MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
934,3 M€	9,14 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	84,6	83,3	82,0	80,7	79,4	78,1	76,8	75,5	74,2

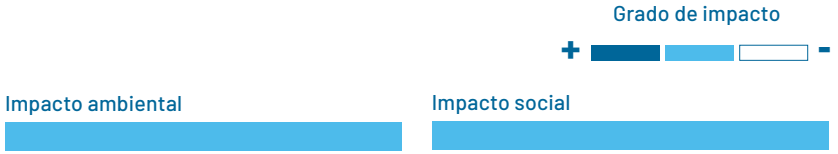
Nota: El CAPEX indicado corresponde a la parte de inversión soportada por el sistema español. Sin embargo los resultados del análisis coste-beneficio son los correspondientes al escenario "National Trends 2030" de la planificación decenal europea 2020 (TYNDP 2020) y consideran tanto los costes como beneficios del sistema interconectado, siguiendo la metodología utilizada en ENTSOE.

I Rentabilidad:

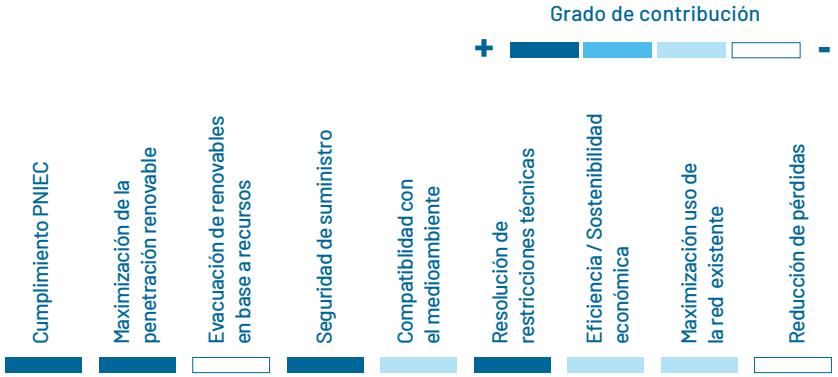
Rentabilidad: VAN

2.490 M€

I Impacto socioambiental:



I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación INT_ESP-FRA_1
Interconexiones internacionales **España-Francia por el Golfo de Vizcaya**

I Tabla de unidades físicas:

	400 kV
Posiciones (uds.)	3
Línea aérea (km)	2
Enlace submarino (km)	390

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

I Listado de detalle de actuaciones:

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Gatica 400 kV	3	Conv.	RdT	2026

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
DC Gatica - Gatica EC 400 kV			1	Línea	INT	2026
Gatica - Cubnezais 400 kV, cto 1[1]	2.000	2.000	390	Subm.	INT	2026

Notas:
1. Enlace submarino con 2 monopolos simétricos.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación INT_ESP-FRA_2
Interconexiones internacionales
Refuerzos interconexión España - Francia (Gatica)

Descripción general:

El proyecto comprende los refuerzos internos asociados a la futura interconexión submarina entre España y Francia por el Golfo de Vizcaya:

- Repotenciaciones de las líneas Gatica-Gueñes 400kV, Gatica-Azpeitia 400kV, Gatica - Amorebieta y Amorebieta-Itxaso 400kV.
- Nuevo trasformador en Gatica 400/220 kV (>2026).

Motivación / Objetivos:

- Atender los flujos desde / hacia Francia, que se verán incrementados por el incremento de la capacidad de intercambio como consecuencia del futuro enlace del Golfo de Vizcaya.
- Posibilitar el incremento de capacidad de intercambio.
- Disminuir la necesidad de aplicación de restricciones técnicas para alcanzar el objetivo del 70 % de la capacidad disponible en estos elementos para capacidad comercial de intercambio según el Art. 16(8) del Reglamento 2019/943 del mercado interior de la energía.

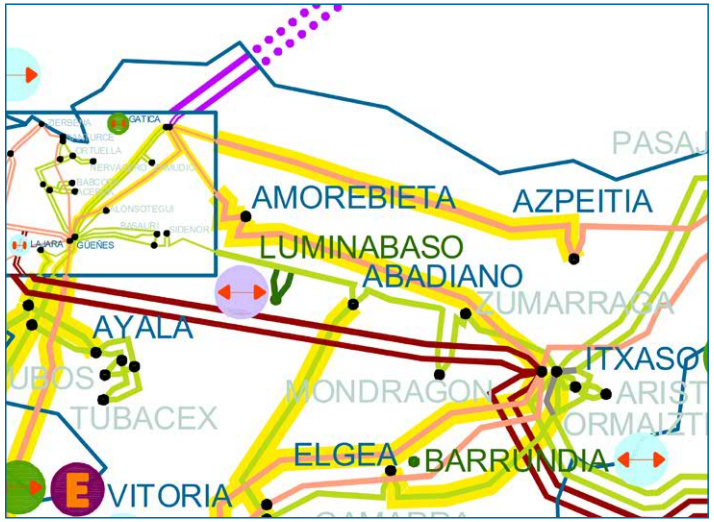
Alternativas:

Soluciones de operación o DLR no son soluciones que puedan sustituir esta actuación al no alcanzar la capacidad suficiente que pueda asegurar que estos elementos no se convierten en elementos limitantes de la capacidad de intercambio con Francia. La renovación del transformador actual 400/220 kV de Gatica por una máquina de mayor capacidad (600 MVA) permite retrasar la instalación de un nuevo transformador en Gatica para un horizonte superior a 2026.

Dimensión Europea:

Si / Proyectos 378 y 379 del TYNDP 2020.

Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación INT_ESP-FRA_2
Interconexiones internacionales
Refuerzos interconexión España - Francia (Gatica)

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

Costes:

CAPEX	OPEX
12,2 M€	0,21 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

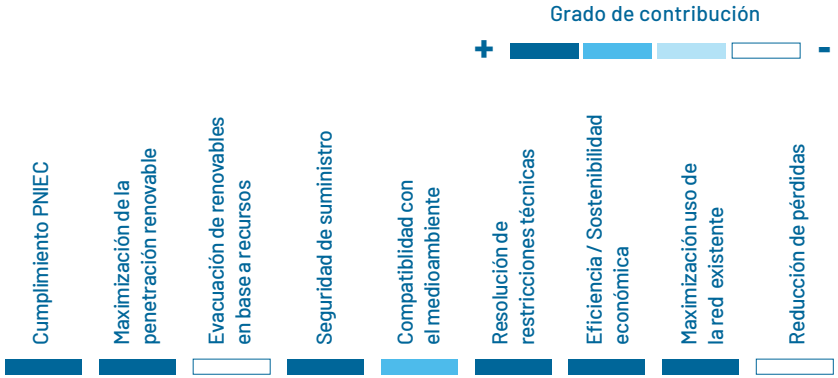
Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN

- M€

Impacto socioambiental:

Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación INT_ESP-FRA_2
Interconexiones internacionales
Refuerzos interconexión España - Francia (Gatica)

Tabla de unidades físicas:

	200 kV	400 kV
Posiciones (uds.)	1	2
Transformación a 220 kV (MVA)		600
Repotenciación (km)		164

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Gatica 220 kV	1	Conv.	RdT	> 2026
Gatica 400 kV	2	Conv.	RdT	> 2026

Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Repotenciación de líneas	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Amorebieta - Itxaso 400 kV, cto 1	1.760	1.588	50	Línea	INT	2026
Gatica - Amorebieta 400 kV, cto 1	1.759	1.586	20	Línea	INT	2026
Gatica - Azpeitia 400 kV, cto 1	1.750	1.580	56	Línea	INT	2026
Gatica - Güeñes 400 kV, cto 1	1.757	1.584	39	Línea	INT	2026

Nuevos transformadores	MVA	Tipo	Motiv.	Prev.
Gatica 400/220 kV, TF2	600	B.Trif.	INT	> 2026

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación INT_ESP-FRA_3

Interconexiones internacionales

Refuerzos interconexión España - Francia (Hernani-Argia)

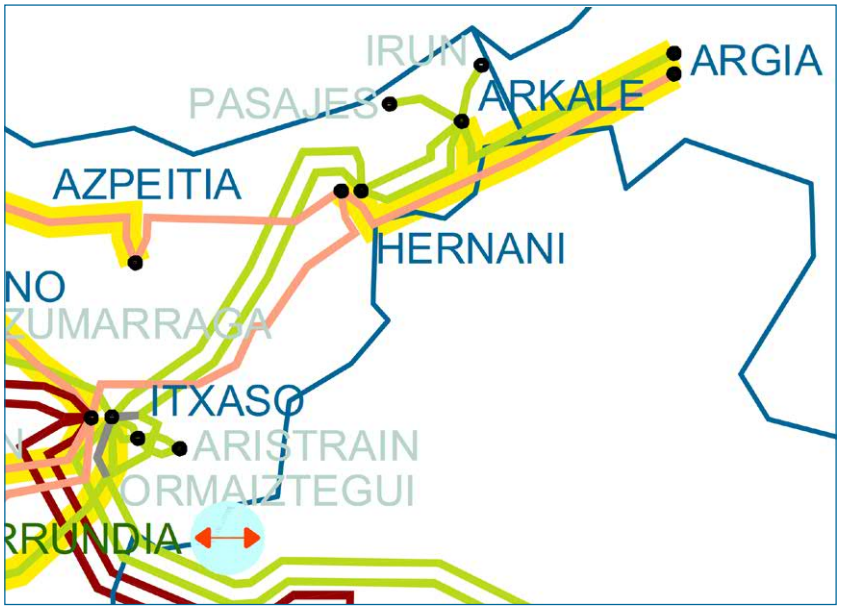
Descripción general: El proyecto consiste en la renovación con cambio de conductor del actual tramo Hernani - Frontera Francesa 400 kV de la línea Hernani-Argia.

Motivación / Objetivos: Atender los flujos desde / hacia Francia, posibilitando el incremento de capacidad de intercambio.

Alternativas: La utilización de repotenciación estandar no logra alcanzar los valores de capacidad necesarios que permitan aumentos en la capacidad de intercambio con Francia. La aplicación de DLR no logra un incremento significativo de la capacidad en los momentos en los que este tramo es limitante.

Dimensión Europea: No

Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación INT_ESP-FRA_3
Interconexiones internacionales
Refuerzos interconexión España - Francia (Hernani-Argia)

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

Costes:

CAPEX	OPEX
6,6 M€	- M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

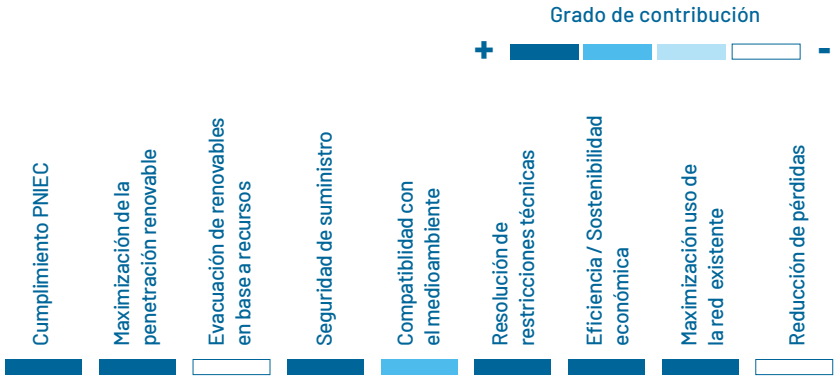
Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN

- M€

Impacto socioambiental:

Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación INT_ESP-FRA_3
Interconexiones internacionales
Refuerzos interconexión España - Francia (Hernani-Argia)

Tabla de unidades físicas:

	400 kV
Cambio de conductor (km)	24

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Cambios de conductor	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Hernani - Argia 400 kV, cto 1	2.078	2.078	24	Línea	INT	2024

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación INT_ESP-MAR
Interconexiones internacionales **Interconexión con Marruecos**

I Descripción general:

Esta actuación consiste en construir un tercer eje de 400 kV entre España y Marruecos constituido por un nuevo enlace subterráneo-submarino entre Puerto de la Cruz 400 kV y Beni Harchane 400 kV (Marruecos) y 4 reactancias de 50 MVAr en Puerto de la Cruz 400 kV.

I Motivación / Objetivos:

- Permite incrementar la capacidad de intercambio entre los sistemas eléctricos español y marroquí.
- Se incluye un Anexo técnico con el detalle del análisis CBA de esta actuación.

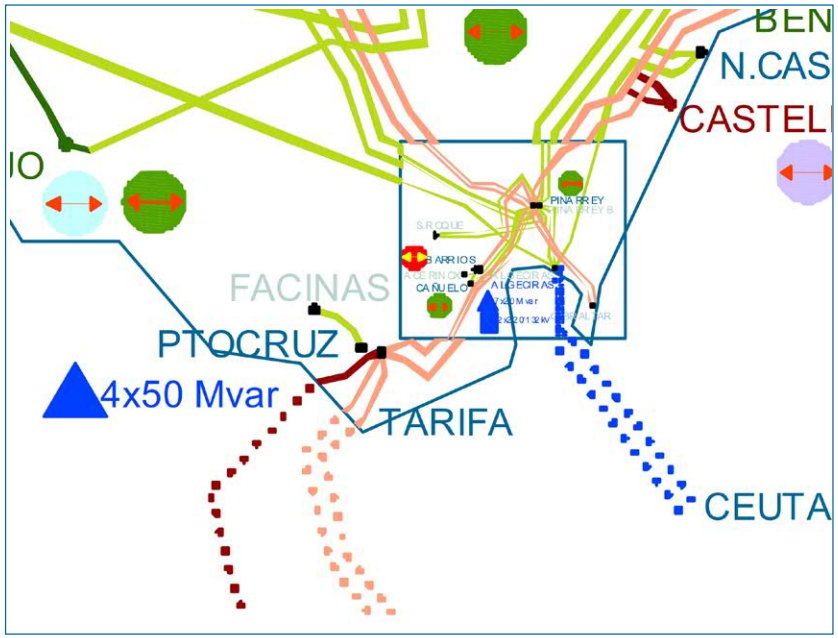
I Alternativas:

Se ha valorado la alternativa de enlace en corriente continua, solución que no presenta igual aportación a la seguridad del sistema marroquí y de mayor valor de inversión.

I Dimensión Europea:

No

I Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación INT_ESP-MAR
Interconexiones internacionales **Interconexión con Marruecos**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: 65,9 M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: 1.767 kt/año*
Integración adicional de renovables: 337.024 MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
234,7 M€	4,29 M€/año

Costes de Retribución

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
M€	0,0	23,3	22,9	22,6	22,3	21,9	21,6	21,3	21,0	20,6

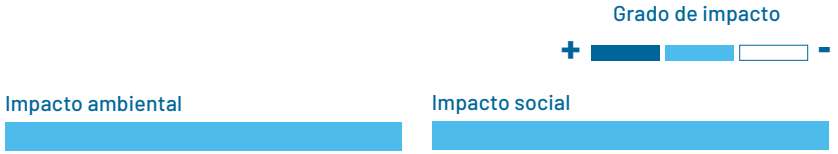
Nota: El CAPEX indicado corresponde a la inversión del proyecto completo de interconexión, sin perjuicio del acuerdo que se alcance de reparto de costes entre las partes. El análisis costebeneficio considera, asimismo, tanto los costes como beneficios del sistema interconectado, siguiendo la metodología utilizada en ENTSOE. Se ha realizado con metodología PINT-secuencial, es decir, evaluando los beneficios aportados por el refuerzo una vez estén en servicio el resto de actuaciones planificadas en la red peninsular.

I Rentabilidad:

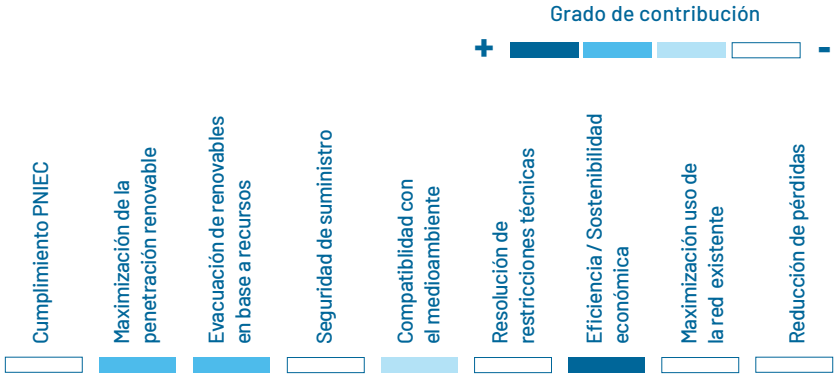
Rentabilidad: VAN

966 M€

I Impacto socioambiental:



I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación INT_ESP-MAR
Interconexiones internacionales **Interconexión con Marruecos**

Tabla de unidades físicas:

	400 kV
Posiciones (uds.)	6
Reactancia (Mvar)	200
Enlace Submarino (km)	52

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Puerto de La Cruz 400 kV	6	Conv.	RdT	2026

Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Puerto de La Cruz - Beni Harchane 400 kV, cto 1 [1]	700	700	52	Subm.	INT	2026

Notas:
1. A título informativo y mientras no se alcance un acuerdo sobre el reparto de costes entre paises, se incluye la longitud y coste completo del enlace submarino.

Nuevas reactancias	MVAr	Tipo	Motiv.	Prev.
Puerto de La Cruz 400 kV, REA4 [1]	50	-	INT	2026
Puerto de La Cruz 400 kV, REA5 [2]	50	-	INT	2026
Puerto de La Cruz 400 kV, REA6 [3]	50	-	INT	2026
Puerto de La Cruz 400 kV, REA7 [4]	50	-	INT	2026

Notas:
1. Reactancia solidaria al cable.
2. Reactancia solidaria al cable.
3. Reactancia solidaria al cable.
4. Reactancia solidaria al cable.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación INT_ESP-AND
Interconexiones internacionales **Interconexión con Andorra**

I Descripción general:

Esta actuación consiste en la construcción de una nueva interconexión entre España y Andorra incluyendo los siguientes elementos:

- Nuevo doble circuito en 220 kV desde Adrall a la frontera con Andorra.
- Ampliación y adecuación de subestación de Adrall 220 kV.
- Modificaciones en la llegada a Adrall de las líneas Adrall-Llavorsí 220 kV y Adrall-Cercs 220 kV.

I Motivación / Objetivos:

Incrementar la capacidad de intercambio con el sistema de Andorra para poder alimentar las demandas esperadas en dicho sistema desde el sistema español.

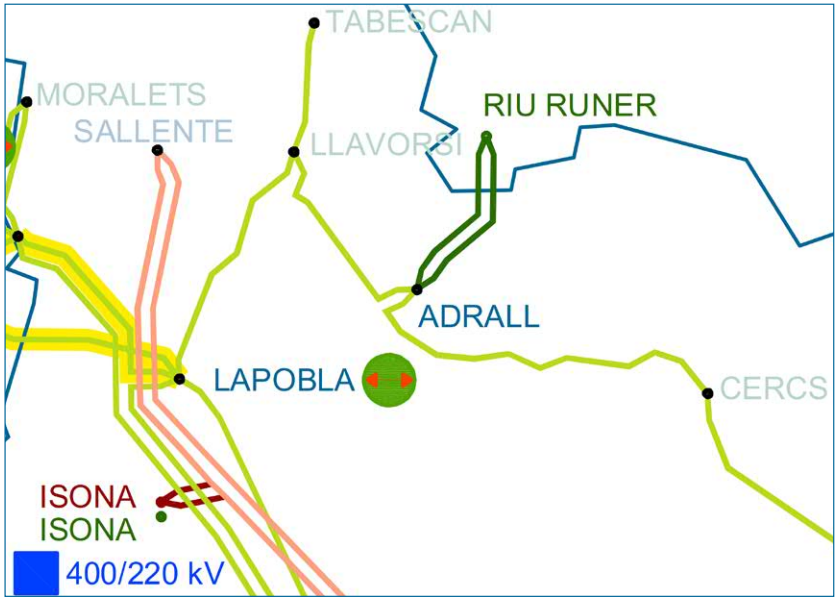
I Alternativas:

La repotenciación del eje actual de 110 kV no logra alcanzar capacidades suficientes.

I Dimensión Europea:

No

I Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación INT_ESP-AND
Interconexiones internacionales **Interconexión con Andorra**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
14,5 M€	0,23 M€/año

Costes de Retribución

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
M€	0,0	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2

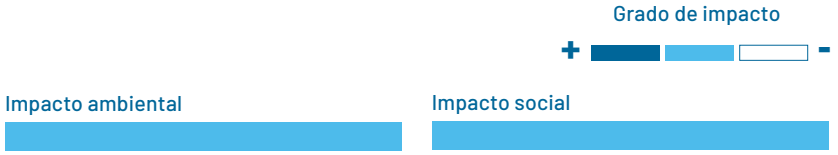
Nota: El CAPEX indicado corresponde a la inversión del proyecto de interconexión en territorio español, sin prejuicio del acuerdo que se alcance de reparto de costes entre las partes.

I Rentabilidad:

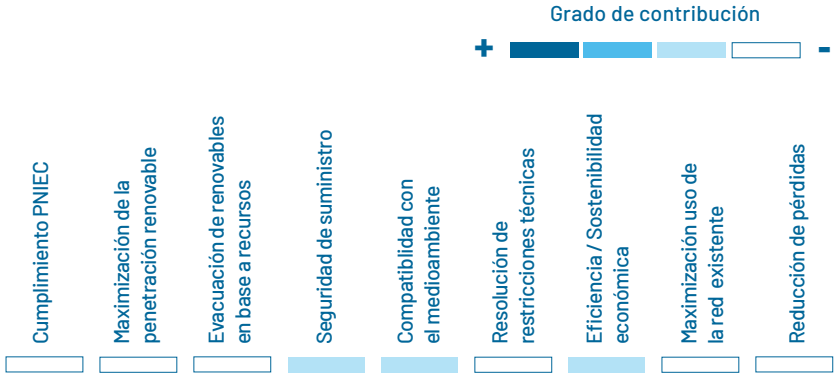
Rentabilidad: VAN

- M€

I Impacto socioambiental:



I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación INT_ESP-AND
Interconexiones internacionales **Interconexión con Andorra**

Tabla de unidades físicas:

	220 kV
Posiciones (uds.)	5
Línea aérea (km)	33
Cables (km)	0,3

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Adrall 220 kV	5	Conv.	RdT	2024

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Adrall - Cercs 220 kV, cto 1 [1]	380	240	0,3	Cable	INT	2024
DC Adrall - Frontera Andorra 220 kV [2]	437	381	16	Línea	INT	2024
DC Adrall - Llavorsi 220 kV [3]	380	250	0,7	Línea	INT	2024

Notas:
1. Modificación en Adrall-Cercs.
2. Se requiere la baja de la línea actual Adrall-Margineda 1 y 2.
3. Modificación en Adrall-Llavorsí/Cercs.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación ENL_PEN-IBA
Interconexiones entre sistemas
Refuerzo interconexión Península-Islas Baleares

Descripción general:

La actuación consiste en reforzar la conexión entre la Península y las Islas Baleares con un segundo enlace en corriente continua, de 2x200MW, junto con sistemas de almacenamiento y compensadores síncronos como elementos plenamente integrados en la red acorde al RDL 29/2021. Esta actuación permitirá incrementar notablemente el porcentaje de demanda eléctrica de Baleares cubierto con generación más eficiente y con menores emisiones procedente de Península.

Motivación / Objetivos:

- Avanzar en las conexiones eléctricas entre los territorios no peninsulares e integrar el sistema balear en el mercado interior de la energía considerando la autorización de régimen retributivo SA.42270 (2016/NN) de la Comisión Europea.
- Incrementar la seguridad de suministro en el sistema eléctrico balear.
- Sustitución de parte de la generación térmica de coste más elevado en el sistema balear, por generación más barata y con mayor presencia de renovables proveniente de la Península.
- Reducir la necesidad de refuerzos internos en la isla de Mallorca.
- Asegurar una operación segura y dar respuesta a las necesidades de control de tensión en Mallorca.

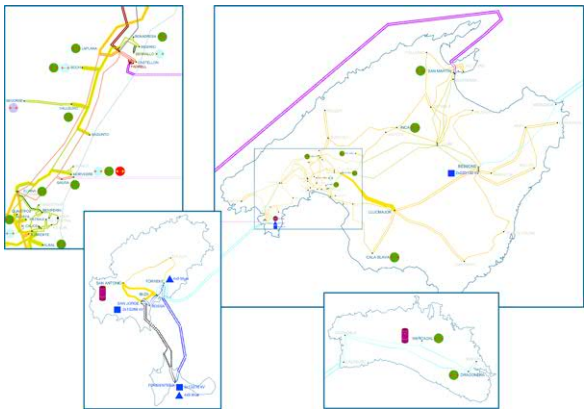
Alternativas:

Se han estudiado tres alternativas distintas en función de la capacidad del enlace (2 x 500 MW, 2 x 200 MW y 1 x 200 MW). Dado que las tres alternativas son viables desde un punto de vista técnico se ha seleccionado aquella que presenta mayor valor para el sistema en términos de VAN en comparación con el coste de inversión de la actuación.

Dimensión Europea:

No

Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación ENL_PEN-IBA

Interconexiones entre sistemas

Refuerzo interconexión Península-Islas Baleares

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

Beneficios:

Beneficio socioeconómico: 149 M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: 905 kt/año*
Integración adicional de renovables: 236.000 MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: -2.551 MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

Costes:

CAPEX	OPEX
1.163,9 M€	20,29 M€/año

Costes de Retribución

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
M€	0,0	114,3	112,7	111,1	109,5	107,8	106,2	104,6	103,0	101,3

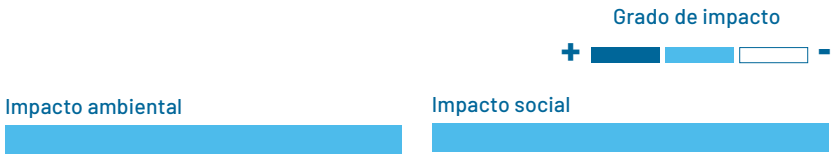
Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

Rentabilidad:

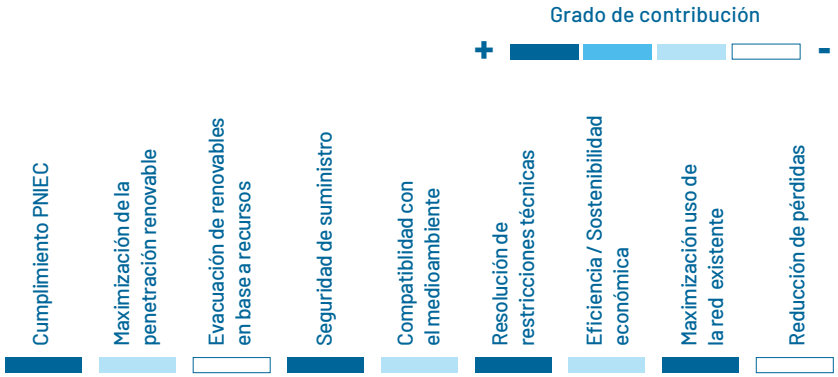
Rentabilidad: VAN

1.157 M€

Impacto socioambiental:



Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación ENL_PEN-IBA

Interconexiones entre sistemas

Refuerzo interconexión Península-Islas Baleares

Tabla de unidades físicas:

	66 kV	132 kV	220 kV	400 kV
Posiciones (uds.)	2	4	13	10
Línea aérea (km)				12
Cables (km)	1	1	8	
Transformación a 132 kV (MVA)			160	
Enlace Submarino (km)			420	
Batería (MW)	90	50		
Compensadores síncronos (MVAr)			500	

Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Fadrell 400 kV	Intemp.	2026

Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Fadrell 400 kV	10	Conv.	RdT	2026
Llubi 220 kV	4	Blind.	RdT	> 2026
Mercadal 132 kV	2	Conv.	RdT	2024
San Antonio 66 kV	2	Conv.	RdT	2024
San Martín Baleares 220 kV	2	Blind.	RdT	2026
Santa Ponsa 132 kV	2	Blind.	RdT	2026
Santa Ponsa 220 kV	3	Blind.	RdT	2026
Santa Ponsa 220 kV	2	Blind.	RdT	> 2026
Valldurgent 220 kV	2	Conv.	RdT	> 2026

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
E/S en Fadrell, de La Plana - Castellón CT 400 kV, cto 1	1.280	850	3	Línea	ENL	2026
E/S en Fadrell, de La Plana - Castellón CT 400 kV, cto 2	1.280	850	3	Línea	ENL	2026
Fadrell - Fadrell EC 400 kV, cto 1			0,2	Línea	ENL	2026
Fadrell - Fadrell EC 400 kV, cto 2			0,2	Línea	ENL	2026
Fadrell EC - San Martín Baleares EC [1]	400	400	420	Subm.	ENL	2026
Llubi - Llubi 220 kV, cto 1			0,5	Cable	ENL	> 2026
Llubi - Llubi 220 kV, cto 2			0,5	Cable	ENL	> 2026

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación ENL_PEN-IBA
Interconexiones entre sistemas
Refuerzo interconexión Península-Islas Baleares

I Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Nuevas líneas/cables (cont.)	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Mercadal - Mercadal 132 kV, cto 1			1	Cable	ENL	2024
San Antonio - San Antonio 66 kV, cto 1			1	Cable	ENL	2024
San Martín Baleares - San Martín Baleares EC 220 kV, cto 1			2	Cable	ENL	2026
San Martín Baleares - San Martín Baleares EC 220 kV, cto 2			2	Cable	ENL	2026
Santa Ponsa - Santa Ponsa 220 kV, cto 1			1	Cable	ENL	2026
Santa Ponsa - Santa Ponsa 220 kV, cto 1			1	Cable	ENL	> 2026
Valldurgent - Valldurgent 220 kV, cto 1			1	Cable	ENL	> 2026

Nota:
1. Enlace submarino HVDC-VSC 2 x 200 MW

Nuevos transformadores	MVA	Tipo	Motiv.	Prev.
Santa Ponsa 220/132 kV, TF3	160	B.Trif.	ENL	2026

Nuevos compensadores síncronos	MVA	Tipo	Motiv.	Prev.
Llubi 220 kV, CS1	100	-	ENL	> 2026
Llubi 220 kV, CS2	100	-	ENL	> 2026
Santa Ponsa 220 kV, CS1	100	-	ENL	2026
Santa Ponsa 220 kV, CS1	100	-	ENL	> 2026
Valldurgent 220 kV, CS1	100	-	ENL	> 2026

Nuevas baterías	MVA	Tipo	Motiv.	Prev.
Mercadal 132 kV, BAT1	50	-	ENL	2024
San Antonio 66 kV, BAT1	90	-	ENL	2024

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación ENL_IBA IB-FO
Interconexiones entre sistemas **Enlaces Ibiza-Formentera 132 kV**

I Descripción general:

La actuación consiste en reforzar la conexión entre las islas de Ibiza y Formentera mediante la puesta en servicio de dos nuevos enlaces en corriente alterna 132 kV entre Torrent y Formentera.

I Motivación / Objetivos:

- Avanzar en las conexiones eléctricas entre los territorios no peninsulares para facilitar la transición hacia una economía descarbonizada.
- Reduce la necesidad de disponer de generación en Formentera para las puntas de demanda de esta isla.
- Mejorar la calidad de suministro y seguridad del subsistema de Formentera.

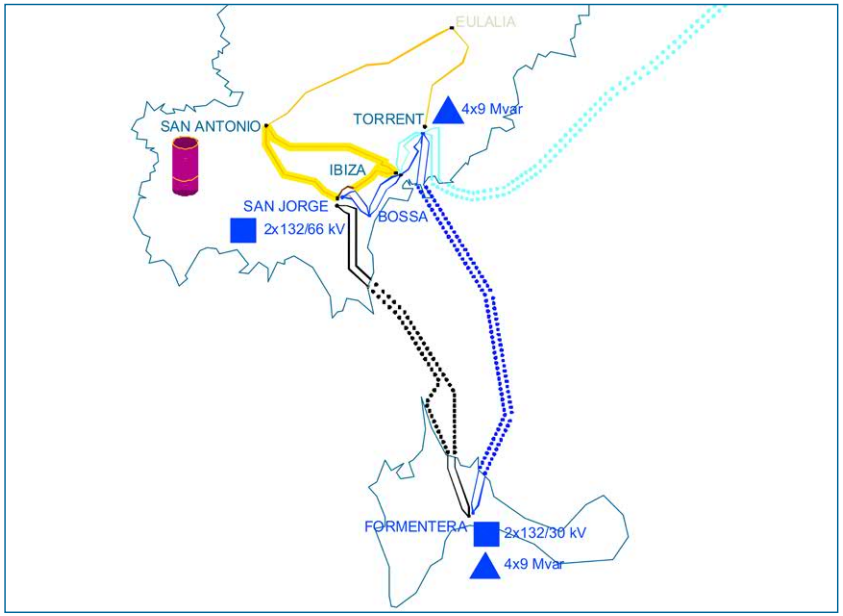
I Alternativas:

Como alternativa a los enlaces propuestos se podría ampliar la instalación del parque generador térmico en Formentera. No obstante dicha alternativa incrementa significativamente los costes de generación y las emisiones de CO_2.

I Dimensión Europea:

No

I Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación ENL_IBA IB-FO
Interconexiones entre sistemas **Enlaces Ibiza-Formentera 132 kV**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: 17,7 M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: -4 kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: -1.536 MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
104,2 M€	1,42 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	9,8	9,7	9,6	9,4	9,3	9,1	9,0	8,8	8,7

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

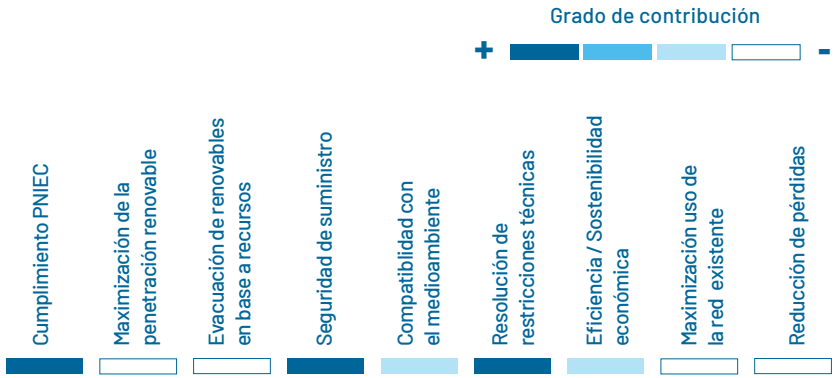
I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN

206 M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación ENL_IBA IB-FO
Interconexiones entre sistemas **Enlaces Ibiza-Formentera 132 kV**

I Tabla de unidades físicas:

	30 kV	132 kV
Posiciones (uds.)	2	20
Transformación a 30 kV (MVA)		60
Reactancia (Mvar)		72
Enlace Submarino (km)		75

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

I Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Formentera 132 kV	Edif.	2023

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Formentera 132 kV	12	Blind.	RdT	2023
Formentera 30 kV	2	Blind.	ENL	2023
Torrent 132 kV	8	Blind.	RdT	2023

I Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Torrent - Formentera 132 kV, cto 1	53	53	37	Subm.	ENL	2023
Torrent - Formentera 132 kV, cto 2	53	53	37	Subm.	ENL	2023

Nuevos transformadores	MVAr	Tipo	Motiv.	Prev.
Formentera 132/30 kV, TF	60	B.Trif.	ENL	2023

Nuevas reactancias	MVAr	Tipo	Motiv.	Prev.
Formentera 132 kV, REA1	36	-	ENL	2023
Torrent 132 kV, REA1	36	-	ENL	2023

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I ENL_ICA TE-LG
Interconexiones entre sistemas **Enlaces Tenerife-La Gomera**

I Descripción general:

La actuación propuesta consiste en un enlace submarino entre los sistemas eléctricos de Tenerife y de La Gomera. Para ello se requieren los siguientes desarrollos:

- Nueva subestación El Palmar 66 kV en La Gomera.
- Nuevo enlace submarino-cable de doble circuito El Palmar-Chío 66 kV en corriente alterna, con 50 MVA de capacidad por circuito.
- Ampliación de la subestación de Chío 66 kV en Tenerife.
- 5 reactancias en 66 kV de 6 MVAr.

I Motivación / Objetivos:

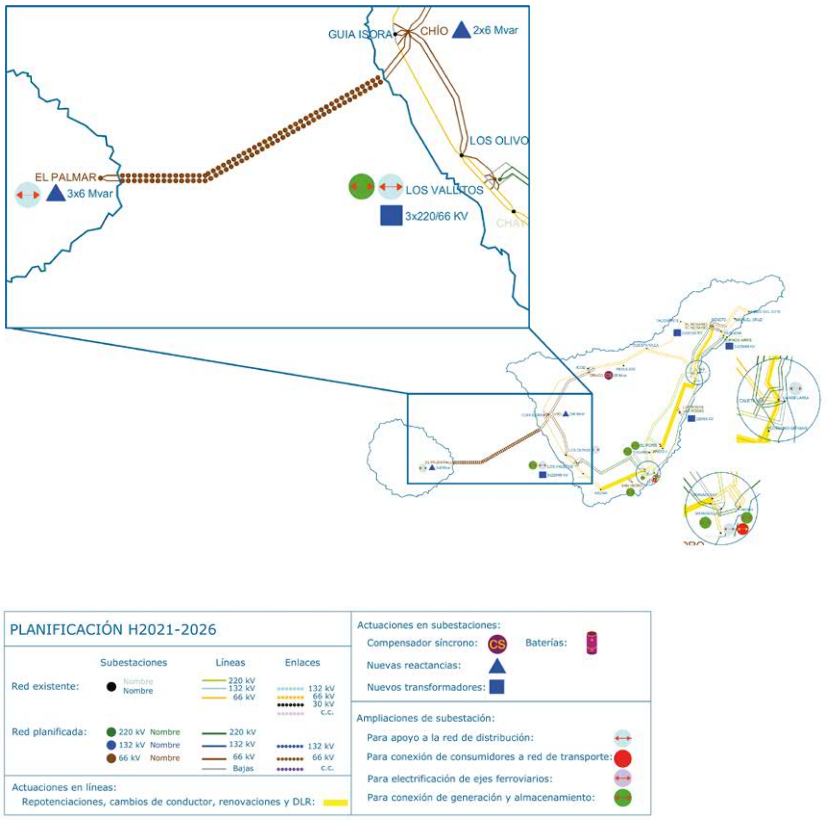
- Integrar los sistemas eléctricos ahora independientes de La Gomera y Tenerife, aumentando la calidad y seguridad de suministro.
- Reducir los costes de producción globales del nuevo sistema conjunto, gracias a una mejora en la eficiencia de generación.
- Permitir una mayor integración de renovables, especialmente en La Gomera y reducir las emisiones de CO2.
- Reducir las necesidades de potencia de generación instalada en el sistema conjunto.

I Alternativas:

Como alternativa se ha analizado mantener los sistemas aislados con el consiguiente aumento de costes de generación y emisiones.

I Dimensión Europea: No

I Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I ENL_ICA TE-LG
Interconexiones entre sistemas **Enlaces Tenerife-La Gomera**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: 8 M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: 16 kt/año*
Integración adicional de renovables: 21.506 MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: -3.093 MWh/año*
Reducción de la ENS: 208 MWh/año*	Reducción de generación necesaria: 14 MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
103,8 M€	2,01 M€/año

Costes de Retribución

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
M€	0,0	10,4	10,3	10,1	10,0	9,8	9,7	9,5	9,4	9,2

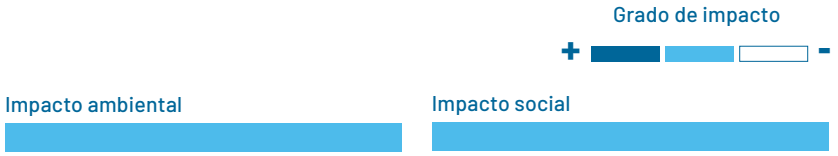
Nota: La evaluación del valor actual neto (VAN) para esta actuación se ha realizado con la metodología PINT secuencial, es decir, se evalúan los beneficios que aportaría el enlace sobre un escenario de referencia que cuente con todo el resto de actuaciones planificadas en el sistema de Tenerife-La Gomera ya puestas en servicio.

I Rentabilidad:

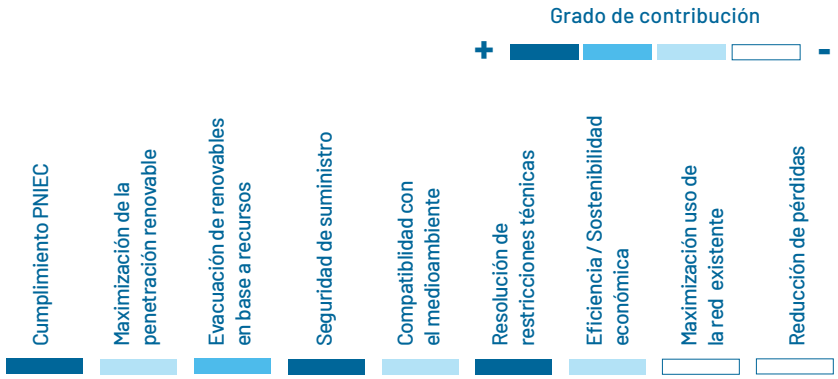
Rentabilidad: VAN

84 M€

I Impacto socioambiental:



I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I ENL_ICA TE-LG
Interconexiones entre sistemas **Enlaces Tenerife-La Gomera**

I Tabla de unidades físicas:

	66 kV
Posiciones (uds.)	14
Reactancia (Mvar)	30
Enlace Submarino (km)	84

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

I Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
El Palmar de La Gomera 66 kV	Edif.	2025

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Chío 66 kV	4	Blind.	RdT	2025
Chío 66 kV	2	Conv.	RdT	2025
El Palmar de La Gomera 66 kV	5	Blind.	RdT	2025
El Palmar de La Gomera 66 kV	3	Conv.	RdT	2025

I Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Chío - El Palmar de La Gomera 66 kV, cto 1	50	50	42	Subm.	ENL	2025
Chío - El Palmar de La Gomera 66 kV, cto 2	50	50	42	Subm.	ENL	2025

Nuevas reactancias	MVAr	Tipo	Motiv.	Prev.
Chío 66 kV, REA1 [1]	6	-	ENL	2025
Chío 66 kV, REA2 [2]	6	-	ENL	2025
El Palmar de La Gomera 66 kV, REA1 [3]	6	-	ENL	2025
El Palmar de La Gomera 66 kV, REA2 [4]	6	-	ENL	2025
El Palmar de La Gomera 66 kV, REA3 [5]	6	-	ENL	2025

Notas:
1. Reactancia asociada al enlace.
2. Reactancia asociada al enlace.
3. Reactancia asociada al enlace.
4. Reactancia asociada al enlace.
5. Reactancia en barras.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I ENL_PEN-CEU
Interconexiones entre sistemas **Enlaces Península-Ceuta**

I Descripción general:

La actuación propuesta consiste en un enlace submarino entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico ceutí. Para ello se requieren los siguientes desarrollos:

- Nueva subestación Virgen de África 132 kV en Ceuta.
- Nuevo enlace submarino con dos circuitos Algeciras-Virgen de África 132 kV en corriente alterna.
- Ampliación de la subestación de Algeciras 220 kV.
- Nueva subestación Algeciras 132 kV con dos transformadores 220/132 kV.
- Reactancias en 132 kV de 20 MVAr cada una: 7 en Algeciras y 2 en Virgen de África.

I Motivación / Objetivos:

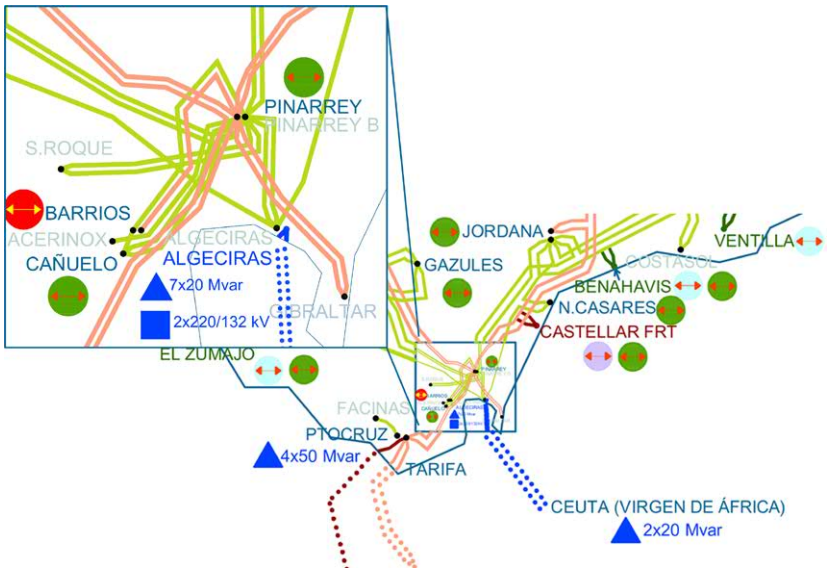
- Integrar el sistema eléctrico de Ceuta en el sistema peninsular con objeto de aumentar sustancialmente la seguridad y calidad del suministro eléctrico ceutí.
- Reducir las necesidades de generación instalada en Ceuta.
- Reducir los costes globales de generación y aumentar la integración de renovables.

I Alternativas:

Como alternativa se ha evaluado mantener el suministro de Ceuta en las condiciones actuales, lo cual supone la necesidad de utilizar generación menos eficiente y con mayores emisiones que la de la Península así como unos niveles de garantía de suministro menores en el sistema ceutí.
Se ha valorado también la alternativa de conexión del enlace en la Península en una nueva subestación en vez de en una subestación existente encontrando fuerte oposición social a las posibles ubicaciones.

I Dimensión Europea: No

I Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I ENL_PEN-CEU
Interconexiones entre sistemas **Enlaces Península-Ceuta**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: 29,7 M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: 299 kt/año*
Integración adicional de renovables: 473 MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: 51 MWh/año*	Reducción de generación necesaria: 10 MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
220,9 M€	3,43 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	21,3	21,0	20,7	20,3	20,0	19,7	19,4	19,1	18,8

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

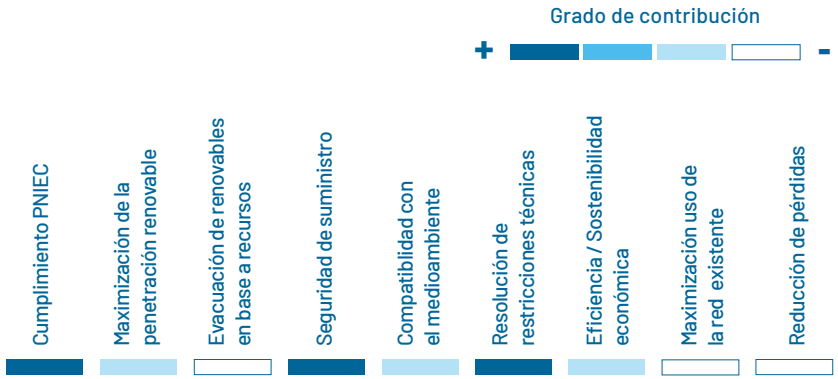
I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN

303 M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I ENL_PEN-CEU
Interconexiones entre sistemas **Enlaces Península-Ceuta**

I Tabla de unidades físicas:

	132 kV	220 kV
Posiciones (uds.)	21	2
Renovación total de posiciones (uds.)		1
Cables (km)	3	1
Transformación a 132 kV (MVA)		250
Reactancia (Mvar)	180	
Enlace Submarino (km)	138	

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

I Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas Subestaciones	Tipo	Prev.
Algeciras 132 kV [1]	Edif.	2025
Virgen de África 132 kV [2]	Edif.	2025

Notas:
1. Coste sin estándar incluido en el coste total del proyecto.
2. Coste sin estándar incluido en el coste total del proyecto.

I Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Algeciras 132 kV [1]	6	Blind.	ENL	2025
Algeciras 132 kV [2]	7	Conv.	ENL	2025
Algeciras 220 kV	2	Blind.	ENL	2025
Virgen de África 132 kV [3]	2	Blind.	ApD	2025
Virgen de África 132 kV [4]	4	Blind.	ENL	2025
Virgen de África 132 kV [5]	2	Conv.	ENL	2025

Notas:
1. Coste sin estándar incluido en el coste del enlace.
2. Coste sin estándar incluido en el coste del enlace.
3. Coste sin estándar incluido en el coste del enlace.
4. Coste sin estándar incluido en el coste del enlace.
5. Coste sin estándar incluido en el coste del enlace.

Renovación total de posiciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Algeciras 220 kV	1	Blind.	ENL	2025

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I ENL_PEN-CEU
Interconexiones entre sistemas **Enlaces Península-Ceuta**

I Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Algeciras - Algeciras 132 kV, cto [1]			0,2	Cable	ENL	2025
Algeciras - Virgen de África 132 kV, cto 1 [2]	80	80	69	Subm.	ENL	2025
Algeciras - Virgen de África 132 kV, cto 2	80	80	69	Subm.	ENL	2025
DC Algeciras - Algeciras 132 kV			0,3	Cable	ENL	2025
DC Algeciras - Algeciras 220 kV			0,5	Cable	ENL	2025
Virgen de África - Virgen de África 132 kV, cto [3]			2	Cable	ENL	2025

Notas:
1. Coste de conexión de transformadores y reactancias sin estándar incluidos en el coste del enlace.
2. Enlace Submarino - subterráneo. El coste incluye todas las instalaciones sin estándar asociadas al enlace.
3. Cables de conexión de transformadores a distribución y de reactancias sin estándar retributivo incluidos en el coste del enlace.

Nuevos transformadores	MVA	Tipo	Motiv.	Prev.
Algeciras 220/132 kV, TF1 [1]	125	B.Trif.	ENL	2025
Algeciras 220/132 kV, TF2 [2]	125	B.Trif.	ENL	2025

Notas:
1. Coste sin estándar incluido en el coste total del proyecto.
2. Coste sin estándar incluido en el coste total del proyecto.

Nuevas reactancias	MVAr	Tipo	Motiv.	Prev.
Algeciras 132 kV, REA1 [1]	20	-	ENL	2025
Algeciras 132 kV, REA2 [2]	20	-	ENL	2025
Algeciras 132 kV, REA3 [3]	20	-	ENL	2025
Algeciras 132 kV, REA4 [4]	20	-	ENL	2025
Algeciras 132 kV, REA5 [5]	20	-	ENL	2025
Algeciras 132 kV, REA6 [6]	20	-	ENL	2025
Algeciras 132 kV, REA7 [7]	20	-	ENL	2025
Virgen de África 132 kV, REA1 [8]	20	-	ENL	2025
Virgen de África 132 kV, REA2 [9]	20	-	ENL	2025

Notas:
1. Reactancia solidaria por etapas. Coste sin estándar incluido en el coste del proyecto.
2. Reactancia solidaria por etapas. Coste sin estándar incluido en el coste del proyecto.
3. Reactancia solidaria por etapas. Coste sin estándar incluido en el coste del proyecto.
4. Reactancia solidaria por etapas. Coste sin estándar incluido en el coste del proyecto.
5. Reactancia solidaria por etapas. Coste sin estándar incluido en el coste del proyecto.
6. Reactancia solidaria por etapas. Coste sin estándar incluido en el coste del proyecto.
7. Reactancia en barras por etapas. Coste sin estándar incluido en el coste del proyecto.
8. Reactancia en barras por etapas. Coste sin estándar incluido en el coste del proyecto.
9. Reactancia en barras por etapas. Coste sin estándar incluido en el coste del proyecto.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación PEN_USO_RdT

Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas **Incremento uso RdT**

I Descripción general:

Esta actuación contempla el incremento de utilización de la red existente mediante instalación de equipos de monitorización de la capacidad (Dynamic Line Rating - DLR), repotenciación e incrementos de capacidad con cambio de conductor de líneas de 400 kV y 220 kV.

Los km de línea sobre los que se realizan estas actuaciones ascienden a 435 km con equipos DLR, cerca de 1.700 km de repotenciación y 137 km de incremento de capacidad mediante conductor de alta temperatura.

Asimismo, se incluye un contingente de este tipo de actuaciones en los proyectos zonales conjuntamente con nuevos desarrollos para el periodo 2021-2026.

I Motivación / Objetivos:

Maximizar el uso de la red existente con el objeto de:

- Reducir la necesidad de restricciones técnicas por sobrecargas mediante el vertido de generación renovable existente y futura, lo cual conlleva una mejora en la integración de la generación renovable.
- Mejorar la seguridad de suministro.

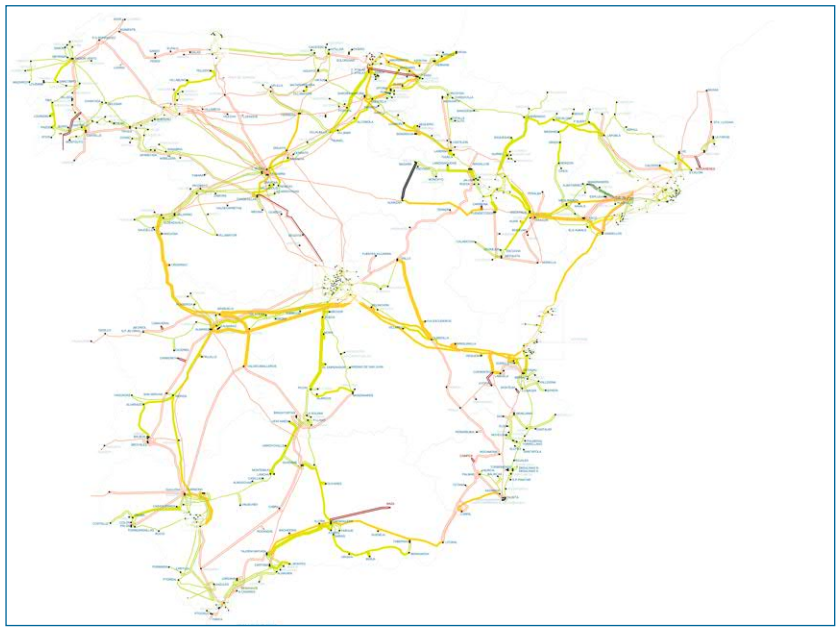
I Alternativas:

La alternativa a estas actuaciones consiste en la construcción de nuevos ejes con un impacto social y mediambiental y un coste de inversión considerablemente superior.

I Dimensión Europea:

No

I Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación PEN_USO_RdT
Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas **Incremento uso RdT**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: 27,3 M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: 174 kt/año*
Integración adicional de renovables: 175.617 MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: -60.156 MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
86,7 M€	0,13 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	7,1	7,0	6,9	6,8	6,7	6,5	6,4	6,3	6,2

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

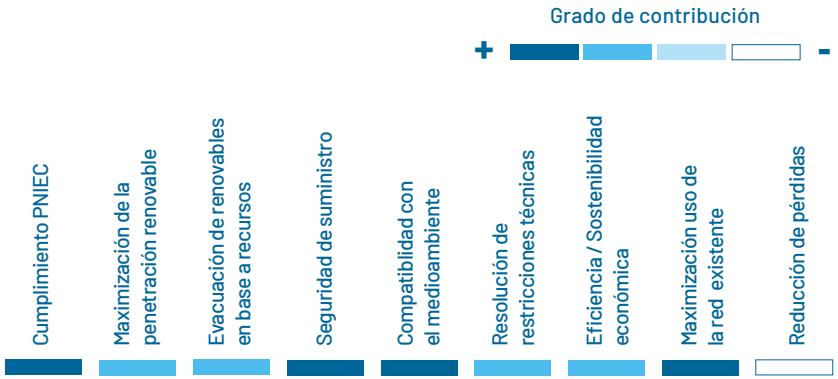
I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN

443 M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación PEN_USO_RdT

Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas **Incremento uso RdT**

Tabla de unidades físicas:

	220 kV	400 kV
Repotenciación (km)	1.020	671
DLR (km)	381	54
Cambio de conductor (km)	103	34

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Cambios de conductor	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Cartelle - Castrelo 220 kV, cto 2 [1]	566	480	7	Línea	RES	2023
Coslada - Villaverde Bajo 220 kV, cto 1 [2]	460	460	16	Cable	RES	> 2026
Escatrón - Espartal 220 kV, cto 1 [3]	650	620	43	Línea	RES	2024
Espartal - Montetorrero 220 kV, cto 1 [4]	650	620	17	Línea	RES	2023
La Lomba - Montearenas 220 kV, cto 1 [5]	802	680	9	Línea	RES	2026
Mudarra - Tordesillas 400 kV, cto 1 [6]	2.502	2.120	34	Línea	RES	2024
Peñaflor - Villanueva de Gallego 220 kV, cto 1 [7]	650	620	11	Línea	RES	2026

Notas:
1. Requiere cambio de conductor a alta temperatura.
2. La CdT y el coste son estimados. Se determinaran tras un estudio más detallado del proyecto.
3. Requiere cambio de conductor a alta temperatura.
4. Requiere cambio de conductor a alta temperatura.
5. Requiere cambio de conductor a alta temperatura.
6. Requiere cambio de conductor a alta temperatura.
7. Requiere cambio de conductor a alta temperatura. Incluye una variante de 3 km de un tramo de línea de doble circuito 220-132 kV.

Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Repotenciación de líneas	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Abadiano - Vitoria 220 kV, cto 1	488	440	34	Línea	RES	2022
Alcocero de Mola - Puentelarra 220 kV, cto 1	800	680	40	Línea	RES	2026
Alcocero de Mola - Villimar 220 kV, cto 1	800	680	28	Línea	RES	2026
Almazán - Cariñena 400 kV, cto 1	1.790	1.500	116	Línea	RES	2022
Ayala - T de Ayala 220 kV, cto 2	488	440	10	Línea	RES	2022
Barcina - Güeñes 400 kV, cto 1	1.777	1.563	56	Línea	RES	2022
Barcina - Itxaso 400 kV, cto 1	1.820	1.580	88	Línea	RES	2022
Cillamayor - Mataporquera 220 kV, cto 1	425	373	9	Línea	RES	2022
Coslada - Villaverde Bajo 220 kV, cto 1	430	350	15	Línea	RES	2024
Escalona - T de Escalona 220 kV, cto 1	394	334	0,8	Línea	RES	2022
Escalona - T de Sesué 220 kV, cto 1	394	334	20	Línea	RES	2022
Escatrón - Villanueva de Gallego 220 kV, cto 1	426	363	72	Línea	RES	2022
Escatrón - Villanueva de Gallego 220 kV, cto 2	426	363	72	Línea	RES	2022
Esquedas - Gurrea de Gallego 220 kV, cto 1	428	363	27	Línea	RES	2022
Gatica - Güeñes 220 kV, cto 2	482	409	33	Línea	RES	2022

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación PEN_USO_RdT
Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas **Incremento uso RdT**

I Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Repotenciación de líneas	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Grado - Monzón 220 kV, cto 1	483	409	26	Línea	RES	2022
Grijota - Herrera 400 kV, cto 1	1.990	1.700	61	Línea	RES	2022
Grijota - Mudarra 400 kV, cto 1	1.774	1.509	46	Línea	RES	2022
Gurrea de Gallego - Sabiñánigo 220 kV, cto 2	428	363	69	Línea	RES	2022
Gurrea de Gallego - Villanueva de Gallego 220 kV, cto 1	427	363	34	Línea	RES	2022
Gurrea de Gallego - Villanueva de Gallego 220 kV, cto 2	427	363	34	Línea	RES	2022
La Jara - T de Ayala 220 kV, cto 2	488	440	10	Línea	RES	2022
La Serna - Tudela 220 kV, cto 1	437	378	9	Línea	RES	2022
La Serna - Tudela 220 kV, cto 2	437	378	8	Línea	RES	2022
Los Vientos - María 220 kV, cto 1	763	649	11	Línea	RES	2022
Los Vientos - María 220 kV, cto 2	763	649	11	Línea	RES	2022
Maials - Rubí 400 kV, cto 1	1.850	1.530	132	Línea	RES	2022
María - Montetorrero 220 kV, cto 1	850	720	17	Línea	RES	2022
María - Montetorrero 220 kV, cto 2	854	726	17	Línea	RES	2022
Mediano - Pont de Suert 220 kV, cto 1	850	710	49	Línea	RES	2022
Mequinenza - Maials 400 kV, cto 1	1.830	1.530	20	Línea	RES	2022
Mesón do Vento - Santiago de Compostela 220 kV, cto 1	441	394	48	Línea	RES	2022
Montetorrero - Peñaflor 220 kV, cto 1	426	363	21	Línea	RES	2022
Palencia - T de Mudarrita 220 kV, cto 1	773	667	57	Línea	RES	2022
Poza de La Sal - T de Ayala 220 kV, cto 2	789	681	63	Línea	RES	2022
Sabiñánigo - T de Escalona 220 kV, cto 1	382	324	48	Línea	RES	2022
Sant Celoni - Vic 220 kV, cto 1	430	374	35	Línea	RES	2022
Santa Engracia - Barcina 400 kV, cto 1	1.750	1.509	95	Línea	RES	2022
Santa Engracia - La Serna 400 kV, cto 1	1.764	1.521	58	Línea	RES	2022
Telledo - Villablino 220 kV, cto 1	323	279	40	Línea	RES	2024
Tordesillas - Zaratán 220 kV, cto 1	440	368	30	Línea	RES	2022
Villalbilla - Villimar 220 kV, cto 1	800	680	23	Línea	RES	2026

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación PEN_USO_RdT
Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas **Incremento uso RdT**

Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Ratios dinámicos de línea	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Aragón - Mequinenza 400 kV, cto 1	54	Línea	RES	2022
Escatrón - Hijar 220 kV, cto 1	16	Línea	RES	2022
Escucha - Hijar 220 kV, cto 1	57	Línea	RES	2022
Fuendetodos - María 220 kV, cto 1	30	Línea	RES	2022
Fuendetodos - María 220 kV, cto 2	30	Línea	RES	2022
La Pobla - T de Sesué 220 kV, cto 1	55	Línea	RES	2022
La Selva - Tarragona 220 kV, cto 1	16	Línea	RES	2022
Logroño - El Sequero 220 kV, cto 1	27	Línea	RES	2022
Palencia - Renedo 220 kV, cto 1	65	Línea	RES	2022
Pazos de Borbén - Tomeza 220 kV, cto 1	20	Línea	RES	2022
Pont de Suert - La Pobla 220 kV, cto 1	29	Línea	RES	2022
Riera de Caldes - Sentmenat 220 kV, cto 1	10	Línea	RES	2022
Tibo - Tomeza 220 kV, cto 1	27	Línea	RES	2022

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación CENTRO_1
Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas **Corredor La Mancha-Madrid**

I Descripción general:

Este corredor consiste en un conjunto de actuaciones que permiten la integración de energía renovable en Castilla-La Mancha mediante ejes de 400 kV que facilitan su flujo hacia Madrid.

Finalmente, aprovechando ejes actuales de 400 kV y 220 kV y mediante diversas entradas y salidas se conecta con la red de transporte del área metropolitana de Madrid.

I Motivación / Objetivos:

- Conectar e integrar la generación renovable, tanto solar como eólica, en las zonas con importantes recursos de Castilla-La Mancha.
- Facilitar la integración de generación renovable y su transporte hacia una zona de alto consumo de demanda eléctrica como es Madrid.

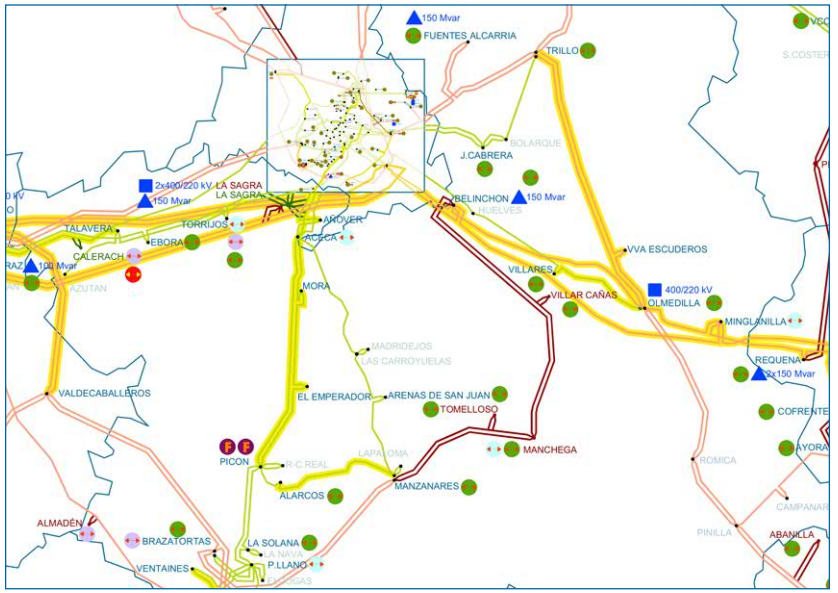
I Alternativas:

Las soluciones basadas en el refuerzo de los ejes actuales, aun contando con medidas de operación, monitorización de la capacidad de la línea (DLR) o repotenciaciones de ejes de 400 kV y 220 kV no permiten resolver las necesidades detectadas. Otras soluciones mediante ejes de 400 kV adicionales que tuvieran un efecto similar tienen un mayor coste económico y medioambiental.

I Dimensión Europea:

No

I Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación CENTRO_1
Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas **Corredor La Mancha-Madrid**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

Beneficios:

Beneficio socioeconómico: 48 M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: 365 kt/año*
Integración adicional de renovables: 1.002.021 MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: 148.424 MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

Costes:

CAPEX	OPEX
453 M€	5,13 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	41,7	41,1	40,5	39,8	39,2	38,6	37,9	37,3	36,7

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

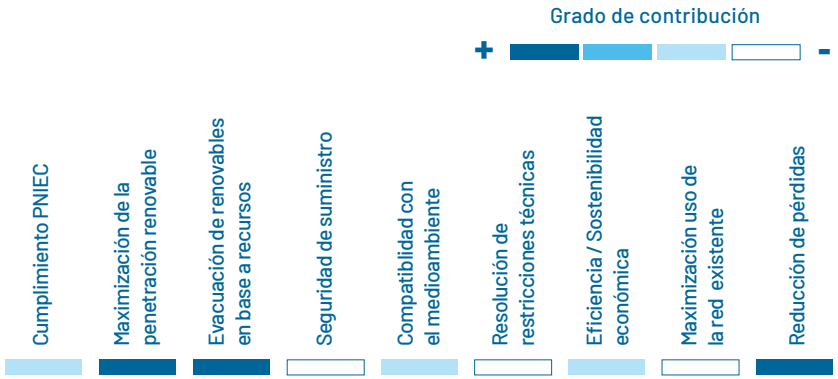
Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN

340 M€

Impacto socioambiental:

Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación CENTRO_1
Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas **Corredor La Mancha-Madrid**

Tabla de unidades físicas:

	220 kV	400 kV
Línea aérea (km)	120	942
Transformación a 220 kV (MVA)		1.800
Repotenciación (km)	402	344
Reactancia (Mvar)		450
Limitadores de flujo (uds.)	2	
DLR (km)	381	54

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
La Sagra 220 kV [1]	Intemp.	2025
La Sagra 400 kV	Intemp.	2025
Manchega 400 kV	Intemp.	2025
Picón 400 kV	Intemp.	> 2026
Tomelloso 400 kV	Intemp.	2026
Villar de Cañas 400 kV	Intemp.	2026

Notas:
1. La Sagra 220 kV se crea como binudo: En el binudo A las posiciones de Aceca, Añover, Pinto Ayuden, Villaverde, Trafo 2 y en el binudo B las posiciones de Pradillos, Talavera, Torrijos, Villaverde, Trafo 1.

Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Belinchón 400 kV	3	Conv.	RdT	> 2026
Belinchón 400 kV	3	Conv.	RdT	2026
Belinchón 400 kV	1	Conv.	RdT	2025
La Sagra 220 kV	14	Conv.	RdT	2025
La Sagra 400 kV	10	Conv.	RdT	2025
Manchega 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2025
Manchega 400 kV	4	Conv.	RdT	2025
Manchega 400 kV	3	Conv.	RdT	2026
Manchega 400 kV	4	Conv.	RdT	> 2026
Manzanares 400 kV	3	Conv.	RdT	2025
Manzanares 400 kV	4	Conv.	RdT	> 2026
Morata 400 kV	3	Conv.	RdT	> 2026
Picón 220 kV	1	Conv.	RdT	> 2026
Picón 400 kV	5	Conv.	RdT	> 2026
Romica 400 kV	3	Conv.	RdT	> 2026
Tomelloso 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2026
Tomelloso 400 kV	4	Conv.	RdT	2026
Villar de Cañas 400 kV	4	Conv.	RdT	2026
Villar de Cañas 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2026

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación CENTRO_1
Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas **Corredor La Mancha-Madrid**

I Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
DC Belinchón - Morata 400 kV	2.420	1.970	45	Línea	RES	> 2026
DC Manchega - Belinchón 400 kV	2.390	1.940	130	Línea	RES	2026
DC Manchega - Romica 400 kV	2.440	1.970	91	Línea	RES	> 2026
DC Manzanares - Manchega 400 kV	2.440	1.970	91	Línea	RES	2025
DC Picón - Manzanares 400 kV	2.440	1.970	80	Línea	RES	> 2026
E/S en La Sagra, de Aceca - Los Pradillos 220 kV, cto 1	780	630	20	Línea	RES	2025
E/S en La Sagra, de Añover - Pinto Ayuden 220 kV, cto 1	780	630	20	Línea	RES	2025
E/S en La Sagra, de Morata - Almaraz CN 400 kV, cto 1	1.760	1.430	4	Línea	RES	2025
E/S en La Sagra, de Morata - Almaraz CN 400 kV, cto 2	1.760	1.430	4	Línea	RES	2025
E/S en La Sagra, de Talavera - Villaverde 220 kV, cto 1	780	630	10	Línea	RES	2025
E/S en La Sagra, de Torrijos - Villaverde Bajo 220 kV, cto 1	780	630	10	Línea	RES	2025
E/S en Tomelloso, de Manchega - Manzanares 400 kV, cto 1	2.440	1.970	1	Línea	RES	2026
E/S en Villar de Cañas, de Manchega - Belinchón 400 kV, cto 2	2.440	1.970	25	Línea	RES	2026

Repotenciación de líneas	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Aceca - Los Pradillos 220 kV, cto 1 [1]	758	620	22	Línea	RES	2024
Aceca - Mora 220 kV, cto 1	430	350	36	Línea	RES	2024
Aceca - Picón 220 kV, cto 1	433	354	108	Línea	RES	2024
Alarcos - Manzanares 220 kV, cto 1	434	355	58	Línea	RES	2024
Añover - Pinto Ayuden 220 kV, cto 1	780	630	38	Línea	RES	2023
Belinchón - Minglanilla 400 kV, cto 1	1.730	1.422	146	Línea	RES	2023
Belinchón - Morata 400 kV, cto 1	2.057	1.689	56	Línea	RES	2023
Belinchón - Morata 400 kV, cto 2	1.714	1.399	41	Línea	RES	2023
Belinchón - Olmedilla 400 kV, cto 1	2.086	1.725	101	Línea	RES	2023
El Emperador - Mora 220 kV, cto 1	430	350	54	Línea	RES	2024
El Emperador - Picón 220 kV, cto 1	440	350	44	Línea	RES	2024
El Hornillo - Pinto Ayuden 220 kV, cto 1	762	626	2	Línea	RES	2024
El Hornillo - Villaverde Bajo 220 kV, cto 1 [2]	780	640	9	Línea	RES	2024
Los Pradillos - Parla 220 kV, cto 1 [3]	757	619	15	Línea	RES	2024
Pinto - Villaverde Bajo 220 kV, cto 1 [4]	780	640	13	Línea	RES	2024

Notas:
1. Repotenciación del tramo aéreo a 85º.
2. Repotenciación del tramo aéreo a 85º.
3. Repotenciación del tramo aéreo a 85º.
4. Repotenciación del tramo aéreo a 85º.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación CENTRO_1
Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas **Corredor La Mancha-Madrid**

I Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Nuevos transformadores	MVA	Tipo	Motiv.	Prev.
La Sagra 400/220 kV, TF1	600	B.Trif.	RES	2025
La Sagra 400/220 kV, TF2	600	B.Trif.	RES	2025
Picón 400/220 kV, TF1	600	B.Trif.	RES	> 2026

Nuevas reactancias	MVAr	Tipo	Motiv.	Prev.
Belinchón 400 kV, REA1	150	-	RES	2025
La Sagra 400 kV, REA1	150	-	RES	2025
Manchega 400 kV, REA1	150	-	RES	> 2026

Nuevos limitadores de flujo	uds	Tipo	Motiv.	Prev.
Picón 220 kV [1][2]	2	-	RES	2024

Notas:
1. Un limitador en Picón-Aceca 220 kV y el otro en Picón-El Emperador.
2. Un limitador en Picón-Aceca 220 kV y el otro en Picón-El Emperador.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación CENTRO_2

Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas

Refuerzo corredor Andalucía - Extremadura - Madrid

Descripción general:

La actuación consiste en reforzar la red existente para posibilitar la integración de la producción renovable de la zona y en la inclusión de nuevas subestaciones y ampliación de las existentes para conexión de nueva generación renovable o almacenamiento. Se incluyen numerosas repotenciaciones e incrementos de capacidad de las líneas en la zona.

Motivación / Objetivos:

- Reducir las restricciones técnicas que conllevarían vertidos de generación renovable en la zona reforzando los ejes de 400 kV y 220 kV entre Andalucía, Extremadura y Madrid.
- Permitir la conexión de energías renovables futuras en zonas de alta probalidad de éxito en la implantación.

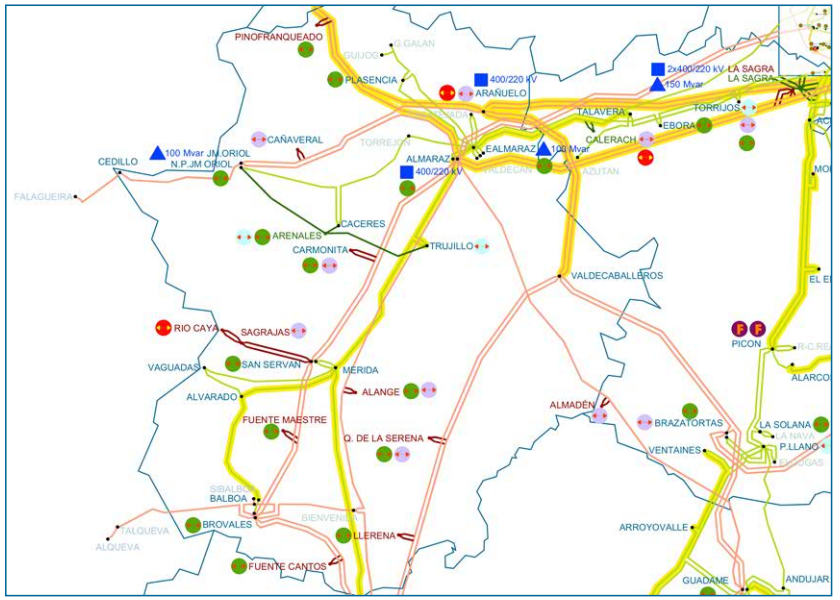
Alternativas:

Como alternativa se ha estudiado la construcción de nuevos ejes de 400 kV de conexión que amplien la capacidad de transporte, sin embargo, esa actuación conlleva impactos medioambientales y costes superiores.

Dimensión Europea:

No

Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación CENTRO_2

Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas

Refuerzo corredor Andalucía - Extremadura - Madrid

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

Beneficios:

Beneficio socioeconómico: 163,5 M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: 770 kt/año*
Integración adicional de renovables: 5.225.246 MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: -472.896 MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

Costes:

CAPEX	OPEX
106,9 M€	1,28 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	9,9	9,8	9,6	9,5	9,3	9,2	9,0	8,9	8,7

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

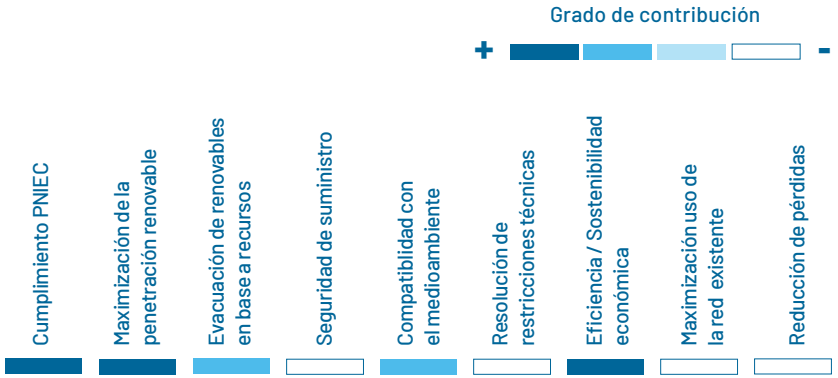
Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN

3.120 M€

Impacto socioambiental:

Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación CENTRO_2

Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas

Refuerzo corredor Andalucía - Extremadura - Madrid

Tabla de unidades físicas:

	220 kV	400 kV
Posiciones (uds.)		25
Línea aérea (km)		70
Cables (km)	0,6	
Repotenciación (km)	139	929
Cambio de conductor (km)	166	

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Fuente de Cantos 400 kV	Intemp.	2025
Fuente del Maestre 400 kV	Intemp.	2025
Llerena 400 kV	Intemp.	2025
Pinofranqueado 400 kV	Intemp.	2024

Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Alange 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2024
Fuente de Cantos 400 kV	4	Conv.	RdT	2025
Fuente de Cantos 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2025
Fuente del Maestre 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2025
Fuente del Maestre 400 kV	4	Conv.	RdT	2025
La Serena 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2024
Llerena 400 kV	4	Conv.	RdT	2025
Llerena 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2025
Pinofranqueado 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2024
Pinofranqueado 400 kV	4	Conv.	RdT	2024
Valdecaballeros 400 kV	3	Conv.	RdT	> 2026

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación CENTRO_2

Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas

Refuerzo corredor Andalucía - Extremadura - Madrid

I Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Almaraz CN - Trujillo 220 kV, cto 1	555	470	0,3	Cable	RES	2023
E/S en Fuente de Cantos, de Brovales - Guillena 400 kV, cto 1	2.330	1.890	13	Línea	RES	2025
E/S en Fuente del Maestre, de San Servan - Brovales 400 kV, cto 1	2.330	1.890	1	Línea	RES	2025
E/S en Llerena, de Valdecaballeros - Guillena 400 kV, cto 1	1.760	1.420	1	Línea	RES	2025
E/S en Pinofranqueado, de Aldeadávila - Arañuelo 400 kV, cto 1	1.760	1.420	2	Línea	RES	2024
E/S en Valdecaballeros, de Almaraz CN - Guadame 400 kV, cto 1	1.760	1.420	18	Línea	RES	> 2026
Mérida - Trujillo 220 kV, cto 1	543	460	0,3	Cable	RES	2023

Cambios de conductor	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Almaraz CN - Trujillo 220 kV, cto 1 [1]	555	470	47	Línea	RES	2023
Alvarado - Mérida 220 kV, cto 1 [2]	684	580	44	Línea	RES	2023
Mérida - Trujillo 220 kV, cto 1 [3]	543	460	76	Línea	RES	2024

Repotenciación de líneas	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Almaraz CN - Morata 400 kV, cto 1	1.760	1.420	218	Línea	RES	2022
Almaraz CN - Morata 400 kV, cto 2	1.760	1.420	218	Línea	RES	2022
Almaraz ET - Talavera 220 kV, cto 1	770	630	80	Línea	RES	2022
Alvarado - Balboa 220 kV, cto 1	430	350	59	Línea	RES	2022
Arañuelo - Morata 400 kV, cto 1	1.760	1.420	194	Línea	RES	2022
Arañuelo - Morata 400 kV, cto 2	1.760	1.420	194	Línea	RES	2022
Arañuelo - Valdecaballeros 400 kV, cto 1	1.760	1.420	53	Línea	RES	2023
Arañuelo - Valdecaballeros 400 kV, cto 2	1.760	1.420	53	Línea	RES	2023

Notas:
1. Requiere cambio de conductor a alta temperatura.
2. Requiere cambio de conductor a alta temperatura.
3. Requiere cambio de conductor a alta temperatura.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación ESTE_1

Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas

Nuevo corredor Aragón-Levante

Descripción general:

La actuación consiste en crear nuevos ejes de 400 kV entre la Valencia y Aragón y reforzar ejes de 400 kV entre la Valencia y Castilla-La Mancha.

Motivación / Objetivos:

- Reducir las restricciones técnicas por sobrecargas en la zona al reforzar la red de 400 kV.
- Integrar la generación renovable existente y futura en la zona reduciendo vertidos como aplicación de las restricciones técnicas mencionadas.

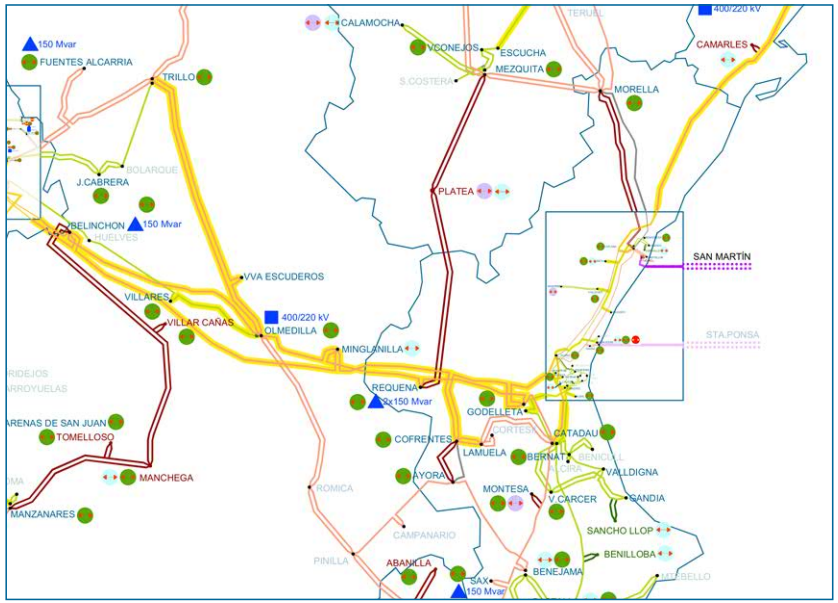
Alternativas:

Únicamente con soluciones de operación, monitorización de la capacidad (DLR), repotenciaciones de líneas existentes o incrementos de su capacidad no se alcanza a resolver suficientemente las necesidades detectadas en la zona.

Dimensión Europea:

No

Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación ESTE_1
Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas
Nuevo corredor Aragón-Levante

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

Beneficios:

Beneficio socioeconómico: 81,1 M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: 490 kt/año*
Integración adicional de renovables: 1.061.066 MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: 10.704 MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

Costes:

CAPEX	OPEX
247,1 M€	2,11 M€/año

Costes de Retribución

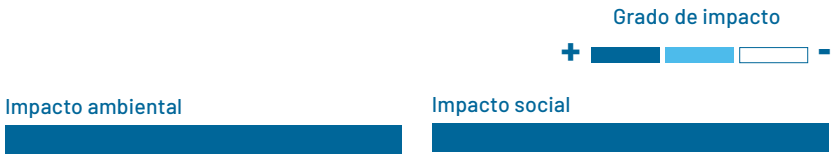
Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
M€	0,0	22,1	21,7	21,4	21,0	20,7	20,4	20,0	19,7	19,3

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

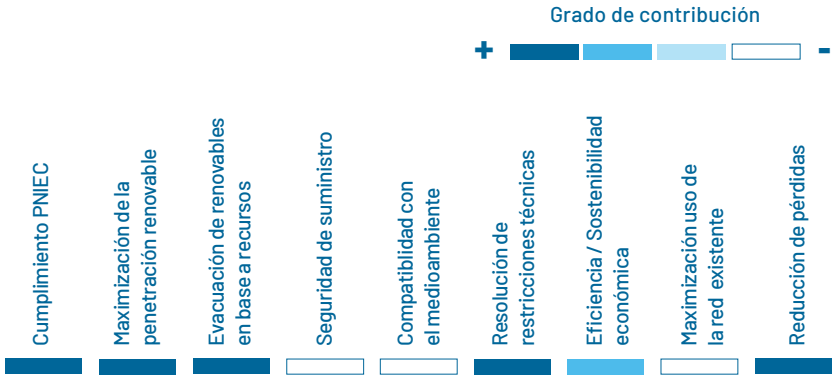
Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN
1.297 M€

Impacto socioambiental:



Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación ESTE_1

Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas

Nuevo corredor Aragón-Levante

Tabla de unidades físicas:

	220 kV	400 kV
Posiciones (uds.)	1	24
Línea aérea (km)		572
Cables (km)	0,5	
Transformación a 220 kV (MVA)		600
Repotenciación (km)		436
Reactancia (Mvar)		450
DLR (km)		156
Desfasadores (uds.)		1

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Platea 400 kV	Intemp.	2024

Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Castellón CT 400 kV	1	Conv.	RdT	> 2026
El Serrallo 220 kV	1	Blind.	RdT	> 2026
La Plana 400 kV	4	Conv.	RdT	2023
Godelleta 400 kV	2	Conv.	RdT	> 2026
Mezquita 400 kV	3	Conv.	RdT	2024
Morella 400 kV	2	Conv.	RdT	2023
Platea 400 kV	3	Conv.	RdT	2024
Platea 400 kV	3	Conv.	RdT	2025
Platea 400 kV	1	Conv.	RdT	> 2026
Requena 400 kV	3	Conv.	RdT	2025
Requena 400 kV	1	Conv.	RdT	2023
Sax 400 kV	1	Conv.	RdT	2023

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación ESTE_1
Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas
Nuevo corredor Aragón-Levante

Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
DC Mezquita - Platea 400 kV	2.470	2.040	55	Línea	RES	2024
DC Morella - La Plana 400 kV [1]	2.329	2.041	87	Línea	RES	2023
DC Platea - Requena 400 kV	2.350	2.030	144	Línea	RES	2025
El Serrallo - El Serrallo 220 kV, cto 1			0,5	Cable	RES	> 2026
Godelleta - Godelleta 400 kV, cto 1			0,2	Línea	RES	> 2026

Notas:
1. Se requiere la baja de la línea actual Morella-La Plana 400kV.

Repotenciación de líneas	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Catadau - Torrente 400 kV, cto 1	1.757	1.527	28	Línea	RES	2025
Cofrentes - La Muela 400 kV, cto 1	2.384	2.069	14	Línea	RES	2022
Cofrentes - La Muela 400 kV, cto 2	2.384	2.069	14	Línea	RES	2022
Cofrentes - Minglanilla 400 kV, cto 1	1.712	1.489	76	Línea	RES	2022
Godelleta - Requena 400 kV, cto 1	2.315	2.013	40	Línea	RES	2022
La Eliana - Godelleta 400 kV, cto 1	1.753	1.524	21	Línea	RES	2022
La Eliana - Torrente 400 kV, cto 1	1.757	1.527	29	Línea	RES	2022
Minglanilla - Olmedilla 400 kV, cto 1	2.128	1.761	47	Línea	RES	2022
Pierola - Vandellós 400 kV, cto 1	1.740	1.510	115	Línea	RES	2022
Requena - Minglanilla 400 kV, cto 1	2.068	1.799	51	Línea	RES	2022

Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Ratios dinámicos de línea	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Vandellós - La Plana 400 kV, cto 1	156	Línea	RES	2022

Nuevos transformadores	MVA	Tipo	Motiv.	Prev.
Castellón CT 400/220 kV, TF1	600	B.Trif.	RES	> 2026

Nuevos desfasadores	MVA	Tipo	Motiv.	Prev.
Godelleta 400 kV	1	-	RES	> 2026

Nuevas reactancias	MVAr	Tipo	Motiv.	Prev.
Platea 400 kV, REA1	150	-	RES	> 2026
Requena 400 kV, REA1	150	-	RES	2023
Sax 400 kV, REA1	150	-	RES	2023

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación ESTE_2
Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas **Conexión en Abanilla**

I Descripción general:

Las siguientes actuaciones permiten la conexión e integración de generación renovable en la Región de Murcia:

- Nueva subestación Abanilla 400 kV con entrada-salida en la línea Pinilla-Rocamora.
- Ampliación de Abanilla 400 kV para la conexión de generación o almacenamiento.

I Motivación / Objetivos:

Conexión e integración de generación renovable existente y futura en la zona de Abanilla y Yecla.

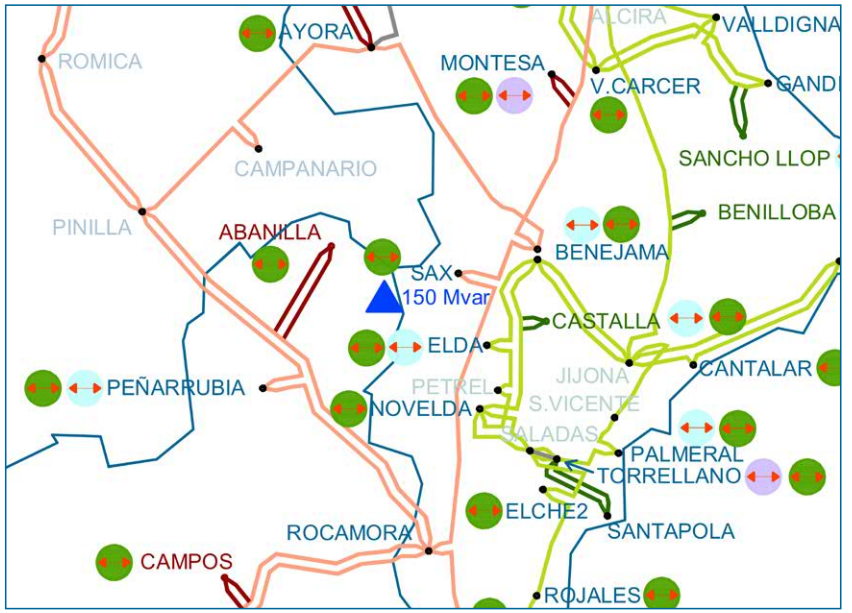
I Alternativas:

Mantener la red de partida solo permite la conexión de los elevados contingentes de generación de origen renovable situada en zonas de alta probabilidad de éxito en la red de distribución.

I Dimensión Europea:

No

I Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación ESTE_2
Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas **Conexión en Abanilla**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

Beneficios:

Beneficio socioeconómico: 1,7 M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: 9 kt/año*
Integración adicional de renovables: 58.866 MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: 159 MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

Costes:

CAPEX	OPEX
6,3 M€	0,24 M€/año

Costes de Retribución

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
M€	0,0	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7

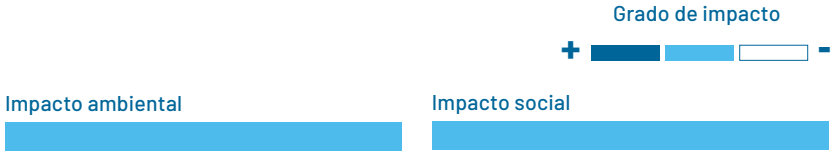
Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

Rentabilidad:

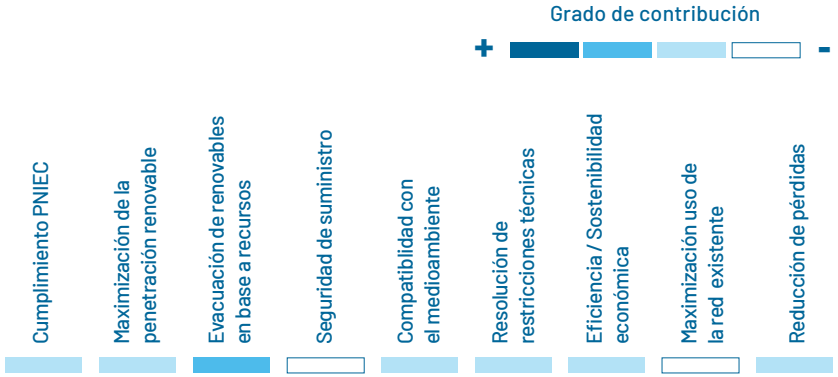
Rentabilidad: VAN

22 M€

Impacto socioambiental:



Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación ESTE_2
Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas **Conexión en Abanilla**

Tabla de unidades físicas:

	400 kV
Posiciones (uds.)	5
Línea aérea (km)	2

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Abanilla 400 kV	Intemp.	2025

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Abanilla 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2025
Abanilla 400 kV	4	Conv.	RdT	2025

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
E/S en Abanilla, de Rocamora - La Pinilla 400 kV, cto 1	1.730	1.440	1	Línea	RES	2025

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación ICA_1
Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas
Refuerzo eje norte-sur de Gran Canaria

Descripción general:

La propuesta consiste en el refuerzo del actual eje norte-sur entre Bco de Tirajana y Sabinal mediante las siguientes actuaciones:

- Repotenciación de las líneas El Escobar-Cinsa-Marzagán 66 kV, El Escobar-Telde 66 kV y Matorral-Lomo Maspalomas 66 kV e instalación de equipos de DLR en Aldea Blanca-Agüimes-El Escobar 66 kV.
- Entrada-salida en Aldea Blanca 66 kV de la línea Bco Tirajana-El Escobar 66 kV.
- Nueva subestación Bco de Tirajana III 220 kV, con conexión mediante línea-cable de simple circuito a Sabinal 220 kV y mediante cable de doble circuito con Bco de Tirajana II 220kV.

Motivación / Objetivos:

- Permitir la integración adecuada de la renovable conectada en el eje norte-sur (tanto de la ya instalada como de la futura, incluyendo posible generación eólica marina).
- Reforzar la conexión entre la zona norte y sur de la isla de Gran Canaria, necesaria para garantizar la seguridad y la calidad del suministro en un escenario con alta concentración de generación de la isla en la zona sureste.

Alternativas:

Para todo el eje norte-sur de 66 kV se ha evaluado la capacidad de incrementar su uso mediante la monitorización dinámica de la capacidad (DLR), mediante repotenciación y mediante la instalación de sistemas de control de flujo (FACTS); incluyéndose en la propuesta aquellas soluciones que resultan viables.

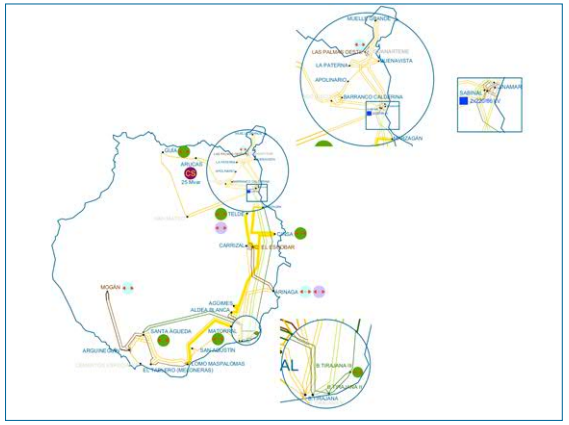
Alternativas (cont.):

Sin embargo, estas medidas resultan insuficientes, por lo que se propone asimismo el refuerzo del eje de 220 kV. Como alternativa a este último, se ha analizado el posible cierre del mallado por la zona oeste (Mogán-La Aldea-Agaete 66 kV), solución descartada por su alto riesgo de implantación y menor efectividad para la seguridad de suministro.

Dimensión Europea:

No

Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación ICA_1
Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas
Refuerzo eje norte-sur de Gran Canaria

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

Beneficios:

Beneficio socioeconómico: 16,5 M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: 81 kt/año*
Integración adicional de renovables: 110.284 MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: 2.173 MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

Costes:

CAPEX	OPEX
65,3 M€	0,38 M€/año

Costes de Retribución

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
M€	0,0	5,7	5,6	5,5	5,4	5,3	5,2	5,1	5,0	4,9

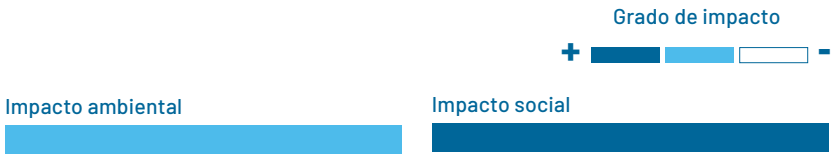
Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

Rentabilidad:

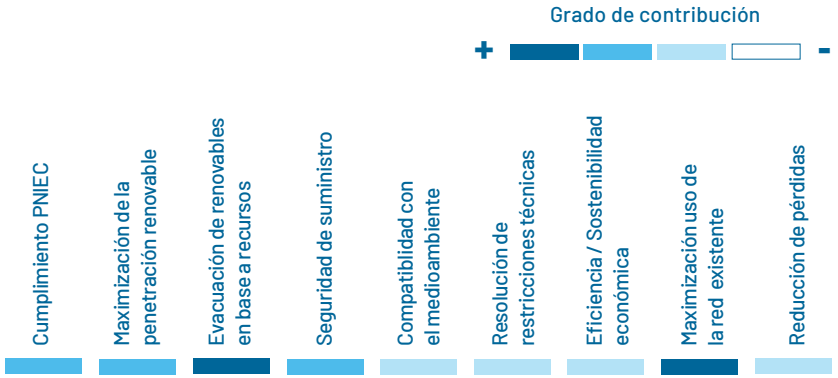
Rentabilidad: VAN

247 M€

Impacto socioambiental:



Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación ICA_1
Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas
Refuerzo eje norte-sur de Gran Canaria

Tabla de unidades físicas:

	66 kV	220 kV
Posiciones (uds.)	3	10
Línea aérea (km)		35
Cables (km)	10	7
Repotenciación (km)	56	
DLR (km)	20	

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Barranco de Tirajana III 220 kV	Edif.	2024

Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Barranco de Tirajana II 220 kV	2	Blind.	RdT	2024
Barranco de Tirajana III 220 kV	4	Blind.	RdT	2024
Barranco de Tirajana III 220 kV	2	Blind.	RdT	2025
Barranco de Tirajana III 220 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2024
Sabinal 220 kV	1	Blind.	RdT	2025
Sabinal 66 kV	3	Blind.	RdT	2024

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación ICA_1
Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas
Refuerzo eje norte-sur de Gran Canaria

Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Barranco de Tirajana III - Sabinal 220 kV, cto 1	323	323	5	Cable	RES	2025
DC Barranco de Tirajana III - Barranco de Tirajana II 220 kV	323	323	1	Cable	RES	2024
DC Barranco de Tirajana III - Sabinal 220 kV [1]	323	323	35	Línea	RES	2025
E/S en Aldea Blanca, de Barranco de Tirajana - Escobar 66 kV, cto 1	80	80	0,5	Cable	RES	2024
El Matorral - Lomo Maspalomas 66 kV, cto 1	77	77	7	Cable	RES	2024
Escobar - Cinsa 66 kV, cto 1	77	77	0,3	Cable	RES	2024
Marzagán - Sabinal 66 kV, cto 1 [2]	80	80	0,7	Cable	RES	2024
Telde - Sabinal 66 kV, cto 1 [3]	80	80	0,7	Cable	RES	2024

Notas:
1. Doble circuito con tendido del primer circuito.
2. Cambio topología con baja de la línea Jinamar-Marzagán 66kV y alta de la línea Sabinal-Marzagán 66kV.
3. Baja de la línea Jinámar-Telde 66 kV.

Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Repotenciación de líneas	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Cinsa - Marzagán 66 kV, cto 1	77	77	14	Línea	RES	2024
El Matorral - Lomo Maspalomas 66 kV, cto 1	77	77	22	Línea	RES	2024
Escobar - Cinsa 66 kV, cto 1	77	77	11	Línea	RES	2024
Escobar - Telde 66 kV, cto 1	77	77	9	Línea	RES	2024

Ratios dinámicos de línea	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Agüimes - Escobar 66 kV, cto 1	14	Línea	RES	2023
Aldea Blanca - Agüimes 66 kV, cto 1	6	Línea	RES	2023

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación ICA_2

Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas

Refuerzo eje norte-sur del este de Tenerife

Descripción general:

La actuación propuesta permite la evacuación de la generación renovable existente y futura de la zona sureste de Tenerife en condiciones adecuadas de seguridad y minimizando los vertidos que, a día de hoy, ya se producen. Consiste en el refuerzo del eje norte-sur entre Granadilla y Candelaria mediante el refuerzo del eje de 220 kV y un mayor uso del eje de 66 kV. En concreto incluye:

- La monitorización dinámica en tiempo real de la capacidad (DLR) del doble circuito Candelaria-Geneto 66 kV y de la línea Arico II-Polígono de Güimar 66 kV.
- Nuevo circuito línea-cable Abona-Caletillas 220 kV y conexión a 66 kV en la nueva subestación Las Rosas.
- Un tercer transformador 220/66 kV en Vallitos.

Motivación / Objetivos:

- Permitir la adecuada evacuación y transporte hacia el norte de la isla de la bolsa de generación renovable instalada y prevista en la zona sureste de la isla, así como la conexión de la previsible bolsa de generación renovable -incluida eólica off-shore- en la zona de las Rosas. Actualmente ya se producen vertidos de generación renovable por falta de capacidad de evacuación en la zona.
- Reducir el riesgo de deslastre e incluso de pérdida completa del suministro de Tenerife que se puede producir ante contingencia del actual eje de 220 kV norte-sur. Este riesgo irá en aumento a medida que la generación de la isla se concentre más en el sureste de la isla.

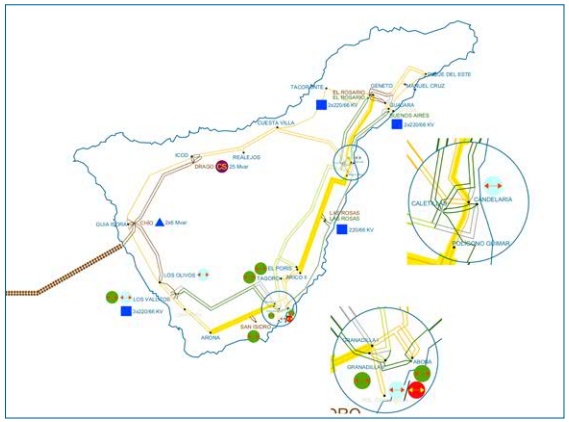
Alternativas:

Se ha evaluado la posibilidad de repotenciar el actual eje norte-sur de 66 kV, sin embargo, esto resulta insuficiente para evacuar en condiciones de seguridad el contingente de renovable previsto para el horizonte 2026. Esta solución no permitiría tampoco resolver los riesgos de pérdida de suministro ante la contingencia del eje de 220 kV norte-sur existente.

Dimensión Europea:

No

Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación ICA_2
Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas
Refuerzo eje norte-sur del este de Tenerife

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

Beneficios:

Beneficio socioeconómico: 9,3 M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: 77 kt/año*
Integración adicional de renovables: 75.791 MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: 11.386 MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

Costes:

CAPEX	OPEX
96,6 M€	1,16 M€/año

Costes de Retribución

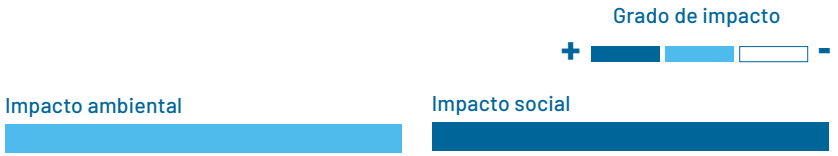
Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
M€	0,0	9,0	8,8	8,7	8,6	8,4	8,3	8,2	8,0	7,9

Nota: para el sistema de Tenerife-La Gomera se ha utilizado una metodología de análisis coste-beneficio secuencial. En primer lugar se analiza el beneficio de la incorporación de compensadores síncronos y posteriormente se evalúa el beneficio del resto de actuaciones planificadas salvo el enlace TF-LG, cuyo beneficio se analiza en una última etapa considerando el resto de actuaciones puesto en servicio.

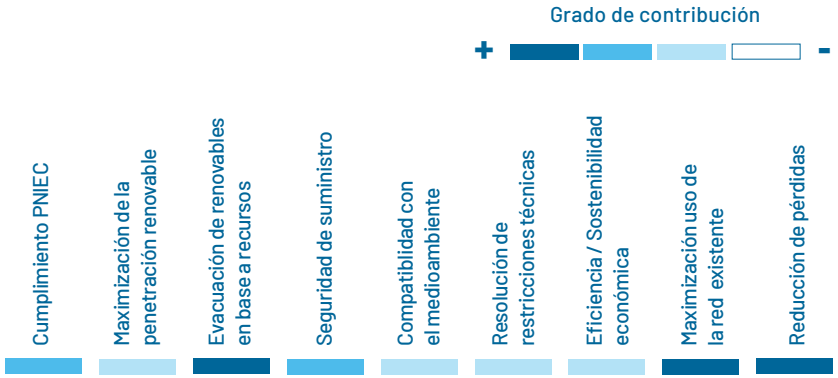
Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN
52 M€

Impacto socioambiental:



Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación ICA_2
Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas
Refuerzo eje norte-sur del este de Tenerife

Tabla de unidades físicas:

	66 kV	220 kV
Posiciones (uds.)	12	23
Línea aérea (km)	6	28
Cables (km)		21
Transformación a 66 kV (MVA)		375
DLR (km)	64	

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Las Rosas 220 kV	Edif.	2025
Las Rosas 66 kV	Edif.	2025

Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Abona 220 kV	1	Blind.	RdT	2025
Las Caletillas 220 kV	2	Blind.	RdT	2026
Las Rosas 220 kV	12	Blind.	RdT	> 2026
Las Rosas 220 kV	4	Blind.	RdT	2025
Las Rosas 220 kV	2	Blind.	RdT	2026
Las Rosas 220 kV	1	Blind.	Gen/Alm.	2026
Las Rosas 66 kV	5	Blind.	RdT	2025
Las Rosas 66 kV	5	Blind.	RdT	> 2026
Vallitos 220 kV	2	Blind.	RdT	2024
Vallitos 66 kV	2	Blind.	RdT	2024

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación ICA_2
Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas
Refuerzo eje norte-sur del este de Tenerife

Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Abona - Las Rosas 220 kV, cto 1	290	290	26	Línea	RES	2025
Abona - Las Rosas 220 kV, cto 1	290	290	9	Cable	RES	2025
E/S en Las Rosas, de Arico 2 - Polígono Güimar 66 kV, cto 2	65	65	2	Línea	RES	2025
E/S en Las Rosas, de Buenos Aires - El Porís 220 kV, cto 1	290	290	0,5	Línea	RES	> 2026
E/S en Las Rosas, de Candelaria - El Porís 66 kV, cto 1	65	65	2	Línea	RES	> 2026
E/S en Las Rosas, de Granadilla - Las Caletillas 220 kV, cto 2	290	290	0,5	Línea	RES	> 2026
Las Caletillas - Las Rosas 220 kV, cto 1	290	290	12	Cable	RES	2026

Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Ratios dinámicos de línea	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Arico 2 - Polígono Güimar 66 kV, cto 1	22	Línea	RES	2023
Candelaria - Geneto 66 kV, cto 1	10	Línea	RES	2023
Candelaria - Geneto 66 kV, cto 2	10	Línea	RES	2023
El Porís - Candelaria 220 kV, cto 1	22	Línea	RES	2023

Nuevos transformadores	MVA	Tipo	Motiv.	Prev.
Las Rosas 220/66 kV, TF1	125	B.Trif.	RES	2025
Las Rosas 220/66 kV, TF2	125	B.Trif.	RES	> 2026
Vallitos 220/66 kV, TF3	125	B.Trif.	RES	2024

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación ICA_3
Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas
Refuerzo eje sur Tenerife y nueva San Isidro

Descripción general:

La actuación consiste en el refuerzo del eje de 66 kV del sur de Tenerife entre Granadilla y Arona, que presenta ya actualmente sobrecargas en determinadas situaciones, así como en la creación de un nuevo punto de inyección de renovable en la zona. En concreto incluye:

- Repotenciación del doble circuito Granadilla-Arona 66 kV.
- Nueva subestación San Isidro 66 kV y entrada-salida en ésta del doble circuito línea-cable Granadilla-Arona 66 kV. Ampliación de la subestación San Isidro 66 kV para conexión de generación o almacenamiento.

Motivación / Objetivos:

- Permitir la integración de energías renovables en la zona sureste de la isla reduciendo las cargas del eje.
- Eliminar la necesidad, que ya existe en la actualidad, de conectar la turbina de gas de Arona por restricciones técnicas para evitar sobrecargas en este eje.
- En definitiva, permitirá reducir los costes por restricciones técnicas y mejorar la seguridad de suministro de la isla de Tenerife.

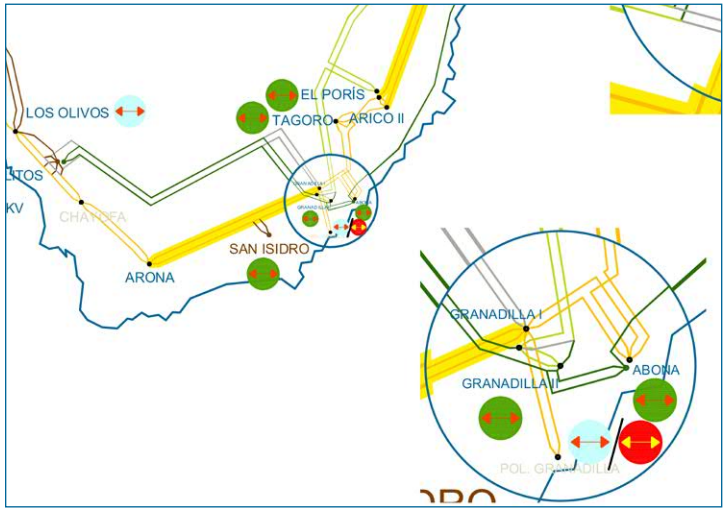
Alternativas:

La solución de monitorización dinámica de la línea no resulta suficiente para resolver los condicionantes expuestos.

Se han evaluado también otras soluciones alternativas de creación de nuevos ejes en paralelo, que se han descartado por su mayor coste e impacto social y medioambiental.

Dimensión Europea: No

Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación ICA_3
Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas
Refuerzo eje sur Tenerife y nueva San Isidro

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

Beneficios:

Beneficio socioeconómico: 0,7 M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: 3 kt/año*
Integración adicional de renovables: 4.298 MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: -315 MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

Costes:

CAPEX	OPEX
7,4 M€	0,07 M€/año

Costes de Retribución

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
M€	0,0	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6

Nota: para el sistema de Tenerife-La Gomera se ha utilizado una metodología de análisis coste-beneficio secuencial. En primer lugar se analiza el beneficio de la incorporación de compensadores síncronos y posteriormente se evalúa el beneficio del resto de actuaciones planificadas salvo el enlace TF-LG, cuyo beneficio se analiza en una última etapa considerando el resto de actuaciones puesto en servicio.

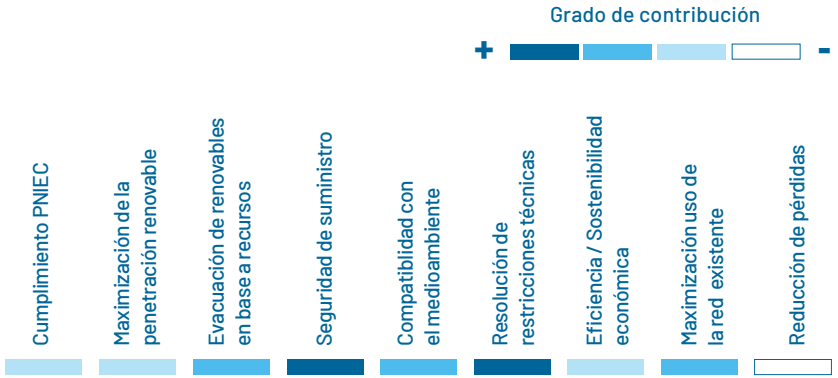
Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN

4 M€

Impacto socioambiental:

Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación ICA_3
Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas
Refuerzo eje sur Tenerife y nueva San Isidro

Tabla de unidades físicas:

	66 kV
Posiciones (uds.)	4
Línea aérea (km)	0,5
Cables (km)	1
Repotenciación (km)	72

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
San isidro 66 kV	Edif.	2026

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
San isidro 66 kV	1	Blind.	Gen./Alm.	2026
San isidro 66 kV	3	Blind.	RdT	2026

Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
DC Granadilla - Arona 66 kV	77	77	0,3	Cable	RES	2024
E/S en San isidro, de Granadilla - Arona 66 kV, cto 1	77	77	0,2	Cable	RES	2026
E/S en San isidro, de Granadilla - Arona 66 kV, cto 1	77	77	0,2	Línea	RES	2026

Repotenciación de líneas	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
DC Granadilla - Arona 66 kV	77	77	36	Línea	RES	2024

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación N_ESTE_1
Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas **Refuerzo Aragón - Navarra**

I Descripción general:

Esta actuación consiste en crear un nuevo eje entre Navarra y Aragón en 400 kV y la repotenciación de líneas de 220 kV cercanas a Magallón:

- Nuevo doble circuito de 400 kV entre La Serna y Magallón.
- Repotenciación de las líneas Jalón-Magallón 1 y 2 220 kV, Lanzas Agudas-Magallón 220 kV, Tudela-Magallón 220 kV y Magallón-Moncayo 220 kV.

I Motivación / Objetivos:

- Reducir las restricciones técnicas por sobrecargas en las líneas de la zona consistentes en la aplicación de vertidos a la generación renovable de la zona.
- Mejorar la integración de las energías renovables existentes y futuras en la zona.

I Alternativas:

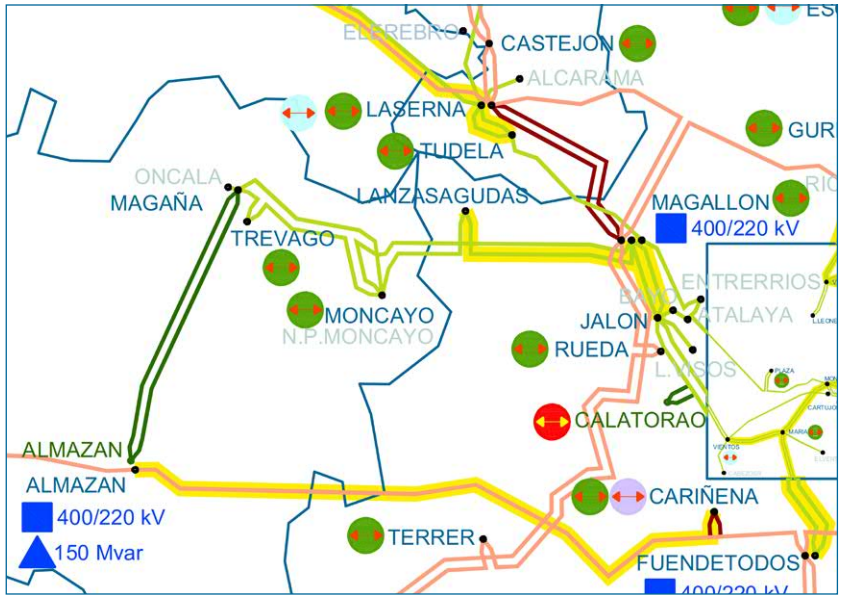
Se ha analizado adicionalmente la duplicación de la línea existente entre La Serna y el entronque entre La Serna-Magallón 400 kV y Magallón-Peñaflor 400 kV. Sin embargo, de este análisis se concluye que se trataría de una actuación con alto riesgo de inviabilidad.

La aplicación de DLR no es suficiente para resolver las necesidades detectadas en la zona

I Dimensión Europea:

No

I Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación N_ESTE_1
Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas **Refuerzo Aragón - Navarra**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: 34,3 M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: 173 kt/año*
Integración adicional de renovables: 818.902 MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: -18.239 MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
40,7 M€	0,41 M€/año

Costes de Retribución

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
M€	0,0	3,7	3,6	3,6	3,5	3,5	3,4	3,4	3,3	3,2

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

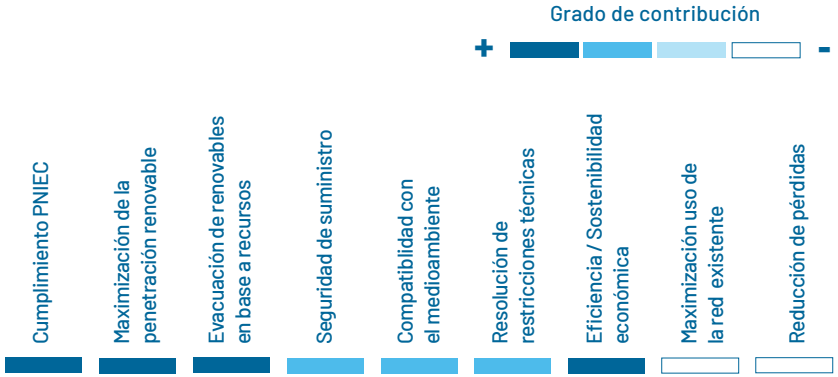
I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN

630 M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación N_ESTE_1
Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas **Refuerzo Aragón - Navarra**

Tabla de unidades físicas:

	220 kV	400 kV
Posiciones (uds.)		6
Línea aérea (km)		90
Repotenciación (km)	153	

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
La Serna 400 kV	3	Conv.	RdT	2025
Magallón 400 kV	3	Conv.	RdT	2025

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
DC La Serna - Magallón 400 kV	2.400	2.000	45	Línea	RES	2025

Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Repotenciación de líneas	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Jalón - Magallón 220 kV, cto 1	763	649	19	Línea	RES	2024
Jalón - Magallón 220 kV, cto 2	763	649	19	Línea	RES	2024
Lanzas Agudas - Magallón 220 kV, cto 1	763	649	27	Línea	RES	2024
Magallón - Moncayo 220 kV, cto 1	763	649	57	Línea	RES	> 2026
Tudela - Magallón 220 kV, cto 1	434	370	30	Línea	RES	2020

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación N_ESTE_2

Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas

Refuerzo Aragón - Cataluña sur

Descripción general:

Esta actuación consiste en crear un nuevo eje en doble circuito desde Aragón a Cataluña aislado a 400 kV en el que un circuito se explota a 400 kV conectando las subestaciones de Escatrón, Els Aubals y La Secuita, y otro circuito se explota a 220 kV conectando las subestaciones de Escatrón, Els Aubals y La Selva. Se incluye la repotenciación de la línea DC Aragón-Ascó 400 kV, DC Vandellós-Ascó 400 kV, Constantí-Tarragona 220 kV y Aragón-Mequinenza 400 kV y el cambio de conductor en la línea Escatrón-Aragón 400 kV.

Motivación / Objetivos:

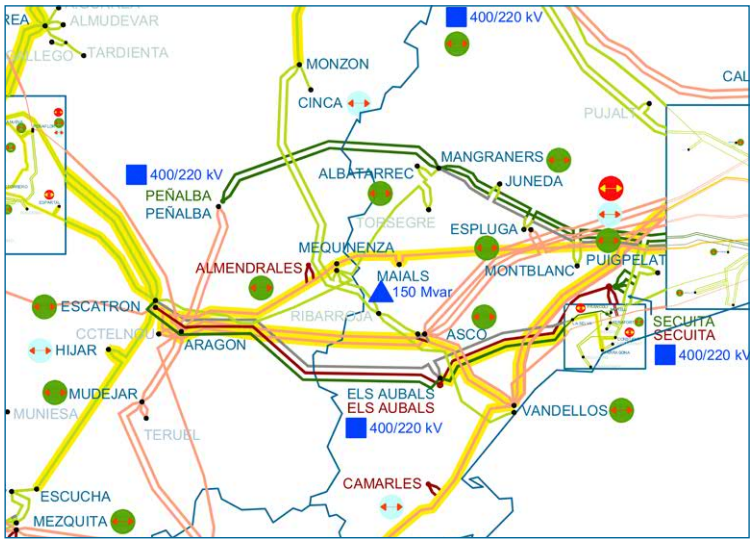
- Reducir las restricciones técnicas por sobrecargas que conllevan el vertido de generación renovable en la zona al reforzar la conexión entre Aragón y Cataluña.
- Aumentar la seguridad y la calidad del suministro eléctrico de la zona.
- Mejorar la Integración de las energías renovables existentes y futuras en la zona.

Alternativas:

Se ha analizado la repotenciación del eje de 220 kV entre Escatrón, Els Aubals y La Selva pero no resuelve satisfactoriamente las necesidades detectadas. Por otra parte, la construcción de un eje en 400 kV entre Peñalba e Isona, actuación alternativa a esta, presenta una gran oposición social.

Dimensión Europea: No

Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación N_ESTE_2

Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas

Refuerzo Aragón - Cataluña sur

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

Beneficios:

Beneficio socioeconómico: 56,1 M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: 294 kt/año*
Integración adicional de renovables: 718.179 MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: -2.802 MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

Costes:

CAPEX	OPEX
168,4 M€	1,75 M€/año

Costes de Retribución

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
M€	0,0	15,4	15,1	14,9	14,7	14,4	14,2	13,9	13,7	13,5

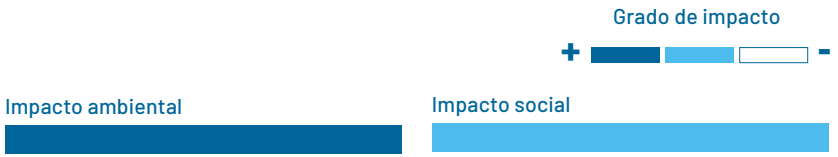
Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

Rentabilidad:

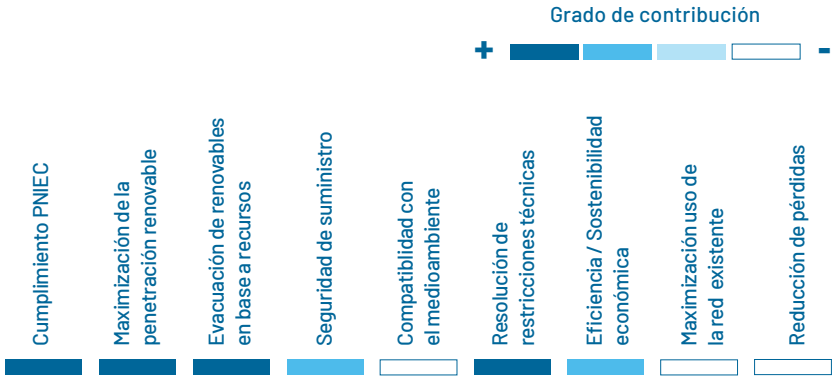
Rentabilidad: VAN

894 M€

Impacto socioambiental:



Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación N_ESTE_2

Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas

Refuerzo Aragón - Cataluña sur

Tabla de unidades físicas:

	220 kV	400 kV
Posiciones (uds.)	9	16
Línea aérea (km)	12	314
Cables (km)	0,6	
Transformación a 220 kV (MVA)		1.800
Repotenciación (km)	5	275
Reactancia (Mvar)		300
Cambio de conductor (km)		13

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Els Aubals 400 kV	Intemp.	2024
La Secuita 220 kV	Intemp.	2024
La Secuita 400 kV	Intemp.	2024

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Els Aubals 220 kV	2	Blind.	RdT	2024
Els Aubals 400 kV	5	Conv.	RdT	2024
Els Aubals 400 kV	1	Conv.	RdT	> 2026

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación N_ESTE_2

Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas

Refuerzo Aragón - Cataluña sur

I Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
DC Els Aubals - La Secuita 400 kV [1]	2.380	2.000	60	Línea	RES	2024
DC Escatrón - Els Aubals 400 kV [2]	2.380	2.000	95	Línea	RES	2024
E/S en La Secuita, de Garraf - Vandellós 400 kV, cto 1	1.360	980	2	Línea	RES	2024
E/S en La Secuita, de Juneda - Perafort 220 kV, cto 1	430	280	3	Línea	RES	2024
E/S en La Secuita, de Puigpelat - Constanti 220 kV, cto 1	430	430	3	Línea	RES	2024
Els Aubals - Els Aubals 220 kV, cto 1 [3]			0,1	Cable	RES	2024
Els Aubals - La Selva 220 kV, cto 1 [4]	605	605	0,5	Cable	RES	2024

Notas:
1. Uno de los dos circuitos trabaja a 220 kV, Escatrón-Aubals-La Selva 220 kV. Se requiere la baja de Escatrón-Aubals-La Selva 220 kV.
2. Uno de los dos circuitos trabaja a 220 kV, Escatrón-Aubals-La Selva 220 kV. Se requiere la baja de Escatrón-Aubals-La Selva 220 kV.
3. Cable para conectar el trafo.
4. Tramo de cable para conectar con La Selva.

Repotenciación de líneas	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Aragón - Ascó 400 kV, cto 1	1.760	1.511	73	Línea	RES	2022
Aragón - Ascó 400 kV, cto 2	1.760	1.511	73	Línea	RES	2022
Aragón - Mequinenza 400 kV, cto 1	1.750	1.488	54	Línea	RES	2022
Constanti - Tarragona 220 kV, cto 1	630	550	5	Línea	RES	2022
Vandellós - Ascó 400 kV, cto 1	1.760	1.530	37	Línea	RES	2022
Vandellós - Ascó 400 kV, cto 2	1.760	1.530	37	Línea	RES	2022

Nuevos transformadores	MVA	Tipo	Motiv.	Prev.
Els Aubals 400/220 kV, TF1	600	B.Trif.	RES	2024
Fuendetodos 400/220 kV, TF2	600	B.Trif.	RES	2023
La Secuita 400/220 kV, TF1	600	B.Trif.	RES	2024

Cambios de conductor	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Escatrón - Aragón 400 kV, cto 1 [1]	2.372	2.010	13	Línea	RES	2025

Notas:
1. Requiere cambio de conductor a alta temperatura.

Nuevas reactancias	MVAr	Tipo	Motiv.	Prev.
Els Aubals 400 kV, REA1	150	-	RES	> 2026
La Secuita 400 kV, REA1	150	-	RES	> 2026

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación N_ESTE_3

Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas

Refuerzo Aragón - Cataluña centro

Descripción general:

Esta actuación consiste en crear un nuevo eje en 220 kV desde Aragón a Cataluña, entre las subestaciones de Peñalba y Mangraners. Incluye la transformación del actual simple circuito de 220 kV entre Lérida y Tarragona en un doble circuito desde Mangraners hasta Begues/Viladecans.

Motivación / Objetivos:

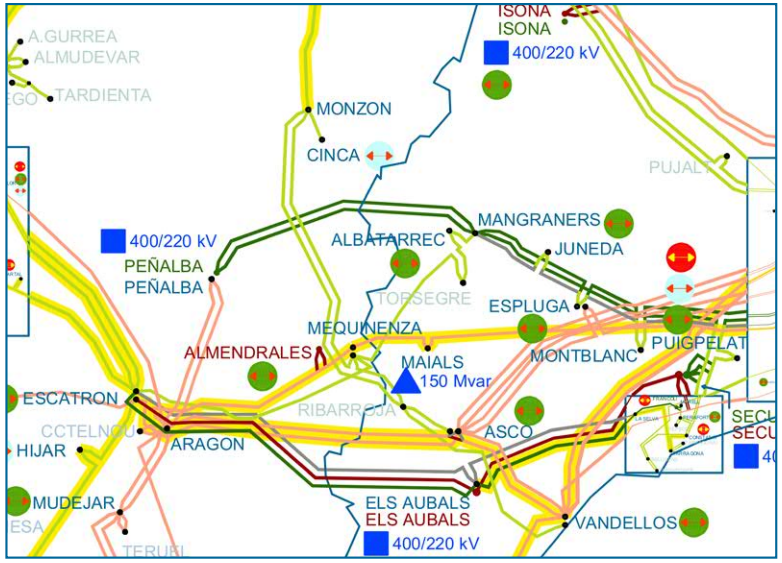
- Reducir las restricciones técnicas por sobrecargas que conllevan el vertido de generación renovable en la zona al reforzar la conexión entre Aragón y Cataluña.
- Resolver los siguientes elementos limitantes a la capacidad de la interconexión ES-FR detectados en ENTSOE bidding zone configuration technical report- 2018: Torres de Segre-Albatarrec 220 kV y Mequinenza-Torres del Segre 220 kV.
- Disminuir la necesidad de aplicación de restricciones técnicas para alcanzar el objetivo del 70 % de la capacidad disponible en estos elementos para capacidad comercial de intercambio según el Art. 16(8) del Reglamento 2019/943 del mercado interior de la energía.

Alternativas:

Se ha analizado la repotenciación del eje de 220 kV entre Escatrón, Mequinenza, Torres de Segre, Albatarrec y Mangraners pero esta actuación no resulta viable. Por otra parte, la actuación alternativa consistente en la construcción de un eje en 400 kV entre Peñalba e Isona presenta una gran oposición social. Para la conexión entre Mangraners y Begues/Viladecans se ha analizado la posibilidad de nuevos desarrollos más al norte pero presentan también un riesgo de inviabilidad elevado.

Dimensión Europea: No

Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación N_ESTE_3

Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas

Refuerzo Aragón - Cataluña centro

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

Beneficios:

Beneficio socioeconómico: 70,2 M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: 367 kt/año*
Integración adicional de renovables: 1.150.767 MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: -64,296 MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

Costes:

CAPEX	OPEX
125,3 M€	0,84 M€/año

Costes de Retribución

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
M€	0,0	11,0	10,8	10,6	10,4	10,3	10,1	9,9	9,7	9,6

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

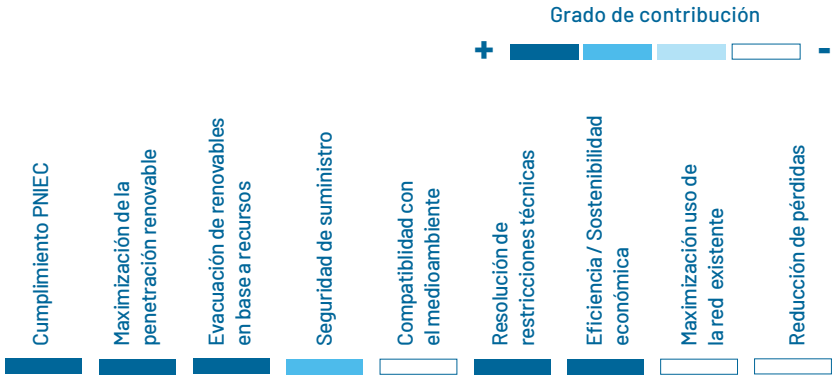
Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN

1.242 M€

Impacto socioambiental:

Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación N_ESTE_3

Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas

Refuerzo Aragón - Cataluña centro

Tabla de unidades físicas:

	220 kV	400 kV
Posiciones (uds.)	8	2
Línea aérea (km)	376	
Cables (km)	4	
Transformación a 220 kV (MVA)		600

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Peñalba 220 kV	Intemp.	2025

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Begues 220 kV	1	Conv.	RdT	2025
Mangraners 220 kV [1]	3	Conv.	RdT	2025
Peñalba 220 kV	4	Conv.	RdT	2025
Peñalba 400 kV	2	Conv.	RdT	2025

Notas:
1. En toda la actuación únicamente se necesita una posición adicional en Mangraners y Begues. Las posiciones actuales de Mangraners, Juneda, La Espluga, Perafort, Puigpelat Penedes y ViladecansB se reutilizan.

Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
DC Mangraners - Penedés 220 kV [1]	864	766	115	Línea	RES	2025
DC Penedés - Begues 220 kV [2]	864	766	3	Línea	RES	2025
DC Peñalba - Mangraners 220 kV [3]	445	445	2	Cable	RES	2025
DC Peñalba - Mangraners 220 kV	445	445	70	Línea	RES	2025

Notas:
1. Sobre un circuito se encuentran E/S de Juneda, Perafort/Puigpelat y Penedes y la llegada a Viladecans, y sobre el otro circuito las E/S de Espluga y Montblanc. En ambos casos se aprovechan parte de las actuales E/S. Para la construcción del DC se aprovecha la traza del actual simple circuito y la llegada a Viladecans, requieriendo la baja de parte de las líneas actuales.
2. Tramo de DC en el que sólo se instala un circuito.
3. Se necesita un tramo de cable a la llegada a Mangraners.

Nuevos transformadores	MVA	Tipo	Motiv.	Prev.
Peñalba 400/220 kV, TF1	600	B.Trif.	RES	2025

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación N_ESTE_4

Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas

Conexión en Almendrales 400 kV

Descripción general: La actuación consiste en la nueva subestación Almendrales 400 kV, con entrada-salida en la línea Aragón-Mequinenza 400 kV.

Motivación / Objetivos: Posibilitar la conexión de nueva generación renovable con permisos de acceso otorgados.

Alternativas: Los accesos ya otorgados en esta subestación no permiten la sustitución de esta subestación por otra alternativa.

Dimensión Europea: No

Mapa:

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación N_ESTE_4

Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas

Conexión en Almendrales 400 kV

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

Costes:

CAPEX	OPEX
7,1 M€	0,25 M€/año

Costes de Retribución

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
M€	0,0	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

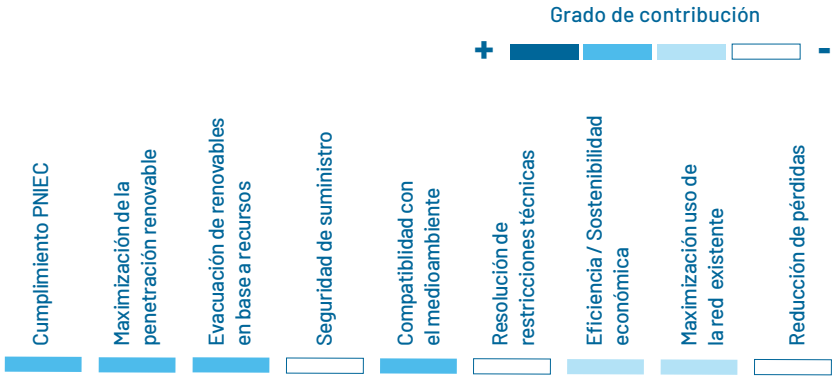
Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN

- M€

Impacto socioambiental:

Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación N_ESTE_4

Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas

Conexión en Almendrales 400 kV

Tabla de unidades físicas:

	400 kV
Posiciones (uds.)	5
Línea aérea (km)	10

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Almendrales 400 kV	Intemp.	2023

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Almendrales 400 kV	2	Conv.	Gen./Alm.	2023
Almendrales 400 kV	3	Conv.	RdT	2023

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
E/S en Almendrales, de Aragón - Mequinenza 400 kV, cto 1			5	Línea	RES	2023

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación N_ESTE_5

Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas

Modificación topológica red del Pirineo

Descripción general:

Esta actuación consiste en crear una nueva subestación en la zona del Pirineo Aragonés que permita explotar de forma desacoplada la red de 220 kV que transcurre paralela al Pirineo y que conecta Aragón y Cataluña.

Motivación / Objetivos:

- Reducir las restricciones técnicas por sobrecargas que conllevan el vertido de generación renovable en la zona al reforzar la conexión entre Aragón y Cataluña.
- Mejorar la seguridad de suministro al eliminar la T Sesué 220 kV.
- Resolver los siguientes elementos limitantes a la capacidad de la interconexión España-Francia detectados en ENTSOE bidding zone configuration technical report 2018: Pont de Suert-La Pobla 220 kV.
- Disminuir la necesidad de aplicación de restricciones técnicas para alcanzar el objetivo del 70 % de la capacidad disponible en estos elementos para capacidad comercial de intercambio según el Art. 16(8) del Reglamento 2019/943 del mercado interior de la energía.

Alternativas:

Se ha analizado la posibilidad de repotenciar la red de 220 kV que transcurre de forma paralela al Pirineo entre Aragón y Cataluña pero no se alcanzan los valores de capacidad necesarios. La duplicación de dichos ejes no resulta viable.

Dimensión Europea:

No

Mapa:

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación N_ESTE_5

Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas

Modificación topológica red del Pirineo

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

Beneficios:

Beneficio socioeconómico: 5,5 M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: 25 kt/año*
Integración adicional de renovables: 133.057 MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: -14.245 MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

Costes:

CAPEX	OPEX
11,6 M€	0,15 M€/año

Costes de Retribución

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
M€	0,0	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

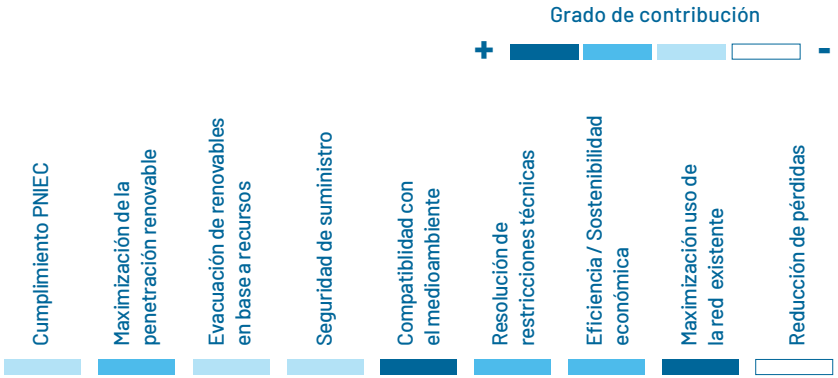
Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN

93 M€

Impacto socioambiental:

Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación N_ESTE_5

Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas

Modificación topológica red del Pirineo

Tabla de unidades físicas:

	220 kV
Posiciones (uds.)	6
Línea aérea (km)	6
Cables (km)	0,5

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Foradada 220 kV [1]	Edif.	2024

Notas:
1. Esta actuación requiere la baja de Tsesue 220 kV.

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
E/S en Foradada, de Mediano - Pont de Suert 220 kV, cto 1	490	410	2	Línea	RES	2024
E/S en Foradada, de Mediano - Pont de Suert 220 kV, cto 1 [1]	490	410	0,1	Cable	RES	2024
E/S en Foradada, de Sesué - Escalona 220 kV, cto 1	390	330	0,5	Línea	RES	2024
E/S en Foradada, de Sesué - Escalona 220 kV, cto 1 [2]	390	330	0,1	Cable	RES	2024
Foradada - La Pobla 220 kV, cto 1 [3]			0,5	Línea	RES	2024
Foradada - La Pobla 220 kV, cto 1 [4]			0,1	Cable	RES	2024

Notas:
1. Cable para conectar con Foradada 220 kV.
2. Cable para conectar con Foradada 220 kV.
3. No se identifica una CdT pues dispone de un sistema de monitorización dinámica.
4. Cable para conectar con Foradada 220 kV.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación N_ESTE_6

Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas

Nueva subestación Isona 400/220 kV

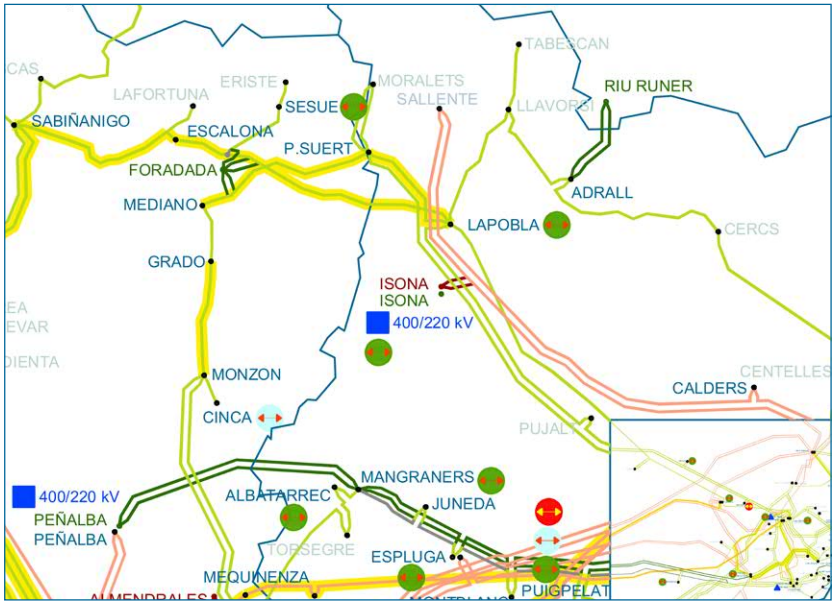
Descripción general: La actuación consiste en la nueva subestación Isona 400/220 kV, con entrada-salida en la línea Sallente-Sentmenat 400 kV.

Motivación / Objetivos: Posibilitar la conexión de nueva generación renovable con permisos de acceso otorgados.

Alternativas: Los accesos ya otorgados en esta subestación no permiten la sustitución de esta subestación por otra alternativa.

Dimensión Europea: No

Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación N_ESTE_6

Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas

Nueva subestación Isona 400/220 kV

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

Costes:

CAPEX	OPEX
16,5 M€	0,48 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,6

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

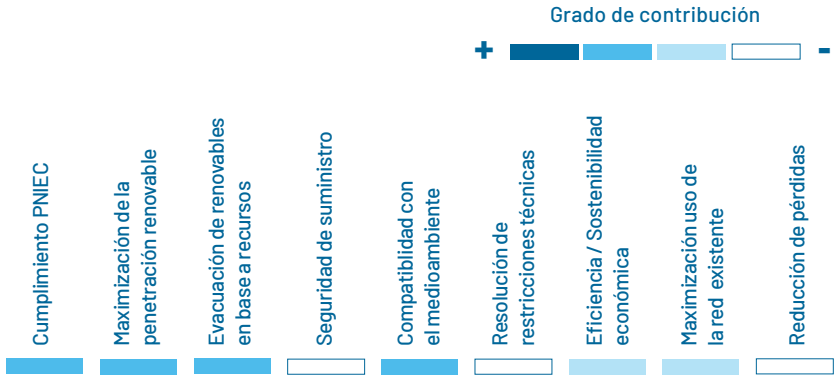
Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN

- M€

Impacto socioambiental:

Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación N_ESTE_6

Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas

Nueva subestación Isona 400/220 kV

Tabla de unidades físicas:

	220 kV	400 kV
Posiciones (uds.)	3	6
Línea aérea (km)		2
Transformación a 220 kV (MVA)		600

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Isona 220 kV	Intemp.	2025
Isona 400 kV	Intemp.	2025

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Isona 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2025
Isona 220 kV	2	Conv.	RdT	2025
Isona 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2025
Isona 400 kV	5	Conv.	RdT	2025

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
E/S en Isona, de Sallente - Sentmenat 400 kV, cto 1	840	730	1	Línea	RES	2025

Nuevos transformadores	MVA	Tipo	Motiv.	Prev.
Isona 400/220 kV, TF1	600	B.Trif.	RES	2025

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación N_OESTE_1
Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas
Refuerzo 400 kV Asturias

Descripción general:

La actuación consiste en un nuevo eje de 400 kV para garantizar el suministro, reducir la necesidad de restricciones técnicas en la zona y mejorar la integración de generación renovable de Asturias:

- Nueva subestación Gozón 400 kV y nueva línea Gozón-Grado-Soto de Ribera 400 kV.
- Nueva subestación Gozón 220 kV y nueva entrada-salida en subestación Gozón 220 kV de la línea Tabiella-Carrio 220 kV.
- Nueva línea Tabiella-Gozón 220 kV.
- Nuevo transformador 1 Gozón 400/220 kV.

Motivación / Objetivos:

- Reducir las restricciones de generación en la zona que actualmente se resuelven mediante la programación de generación de carbón reforzando la red de Asturias con un nuevo eje de 400 kV.
- Aumentar la seguridad y la calidad del suministro eléctrico de la zona de Asturias.
- Mejorar la integración de la generacion renovable existente y futura de la zona.

Alternativas:

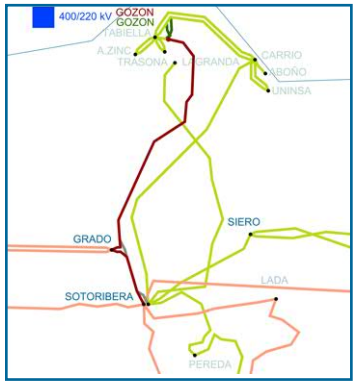
- Soluciones de operación, DLR, repotenciación del eje de 220 kV existente o incremento de su capacidad no resuelven la problemática de la zona.
- Soluciones que impliquen el apoyo de 400 kV a 220 kV desde Tabiella presentan dificultades de implantación e impiden posibles desarrollos futuros.

Alternativas (cont.):

- Mantener en funcionamiento Aboño y su programación por restricciones técnicas implica elevados sobrecostes por restricciones técnicas y un aumento considerable de las emisiones.

Dimensión Europea: No

Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación N_OESTE_1
Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas
Refuerzo 400 kV Asturias

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

Beneficios:

Beneficio socioeconómico: 2,8 M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: 12 kt/año*
Integración adicional de renovables: 101.779 MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: 54.756 MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

Costes:

CAPEX	OPEX
29,9 M€	0,47 M€/año

Costes de Retribución

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
M€	0,0	2,9	2,8	2,8	2,8	2,7	2,7	2,6	2,6	2,6

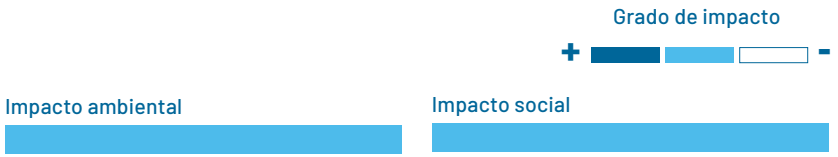
Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

Rentabilidad:

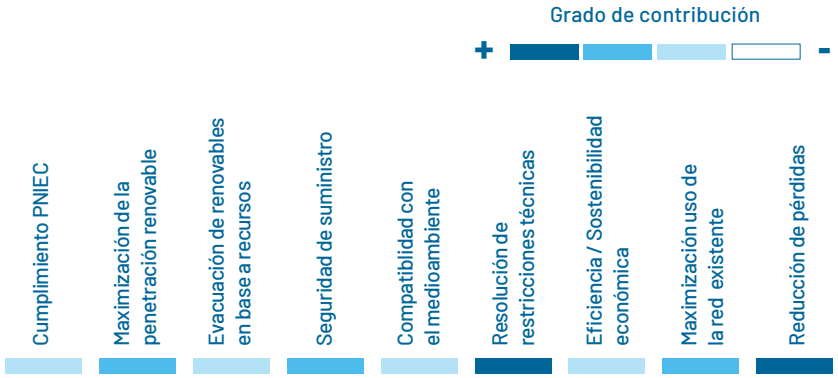
Rentabilidad: VAN

13 M€

Impacto socioambiental:



Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación N_OESTE_1

Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas

Refuerzo 400 kV Asturias

Tabla de unidades físicas:

	220 kV	400 kV
Posiciones (uds.)	5	4
Línea aérea (km)	4	2
Transformación a 220 kV (MVA)		600
Cambio de tensión (km)		30

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Gozón 220 kV	Intemp.	2024
Gozón 400 kV	Intemp.	2024

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Gozón 220 kV	5	Conv.	RdT	2024
Gozón 400 kV	3	Conv.	RdT	2024
Soto de Ribera 400 kV	1	Conv.	RdT	2024

Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
E/S en Gozón, de Carrió - Tabiella 220 kV, cto 1	896	828	2	Línea	RES	2024
Gozón - Tabiella 220 kV, cto 1 [1]	991	916	0,5	Línea	RES	2024
Santa Maria de Grado - Gozón 400 kV, cto 1	1.780	1.690	1	Línea	RES	2024
Soto de Ribera - Santa Maria de Grado 400 kV, cto 1	1.340	880	1	Línea	RES	2024

Notas:
1. Se requiere la baja de un tramo de la línea Tabiella-Soto 220 kV.

Cambios de tensión	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Santa Maria de Grado - Gozón 400 kV, cto 1	1.780	1.690	25	Línea	RES	2024
Soto de Ribera - Santa Maria de Grado 400 kV, cto 1	1.340	880	5	Línea	RES	2024

Nuevos transformadores	MVA	Tipo	Motiv.	Prev.
Gozón 400/220 kV, TF1	600	B.Trif.	RES	2024

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación N_OESTE_2

Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas

Conexión en Briviesca

Descripción general:

La actuación consiste en una nueva subestación para la integración de generación renovable en la zona de Briviesca:

- Nueva subestación Briviesca 400 kV en E/S en la línea Grijota-Vitoria 400 kV.

Motivación / Objetivos:

- Conectar la generación renovable existente y futura en la zona, de alta probabilidad de éxito de implantación.
- Alimentar desde la red de transporte a las subestaciones de tracción del eje ferroviario de Burgos-Vitoria.

Alternativas:

Soluciones de operación, DLR, repotenciación del eje de 220 kV existente o incremento de su capacidad no son soluciones que resuelvan la problemática de aumentar la capacidad de evacuación de la zona.

La alternativa de conexión a la subestación de Alcocero de Mola 220 kV presenta dificultades de integración al producirse sobrecargas en las líneas de 220 kV de la zona.

Dimensión Europea:

No

Mapa:

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación N_OESTE_2
Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas
Conexión en Briviesca

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

Beneficios:

Beneficio socioeconómico: 6 M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: 28 kt/año*
Integración adicional de renovables: 164.649 MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: 2.748 MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

Costes:

CAPEX	OPEX
7 M€	0,24 M€/año

Costes de Retribución

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
M€	0,0	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7

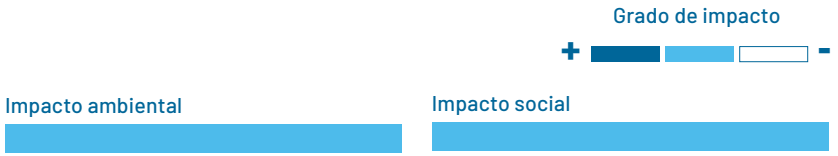
Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

Rentabilidad:

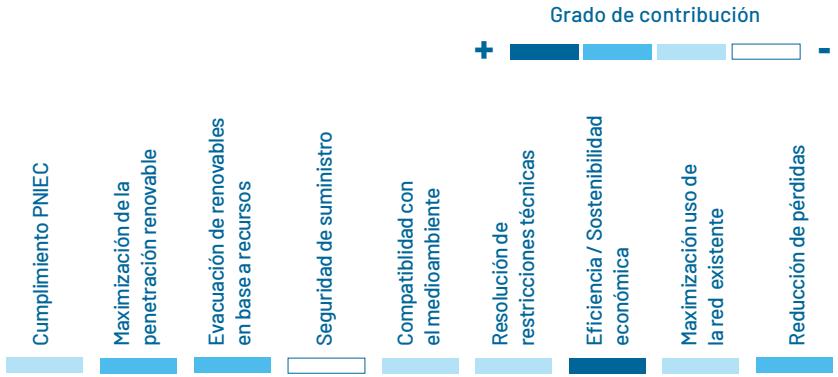
Rentabilidad: VAN

107 M€

Impacto socioambiental:



Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación N_OESTE_2
Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas
Conexión en Briviesca

Tabla de unidades físicas:

	400 kV
Posiciones (uds.)	5
Línea aérea (km)	5

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Briviesca 400 kV	Intemp.	2025

Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Briviesca 400 kV	4	Conv.	RdT	2025
Briviesca 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2025

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
E/S en Briviesca, de Grijota - Vitoria 400 kV, cto 1	1.830	1.540	2	Línea	RES	2025

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación N_OESTE_3

Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas

Conexión en Villalbilla

I Descripción general:

La actuación consiste en una nueva subestación de 400 kV para apoyar la red de 220 kV de la zona de Burgos e incrementar la integración de generación renovable:

- Nueva subestación Villalbilla 400 kV en E/S en la línea Grijota-Vitoria 400 kV.
- Nuevo transformador 1 en Villalbilla 400/220 kV (>2026).

I Motivación / Objetivos:

- Conectar la generación renovable existente y futura en la zona, de alta probabilidad de éxito de implantación.
- Reducir las restricciones técnicas por sobrecargas que conllevan el vertido de generación renovable en la zona al apoyar desde la red de 400 kV el eje de 220 kV entre Burgos y el País Vasco.

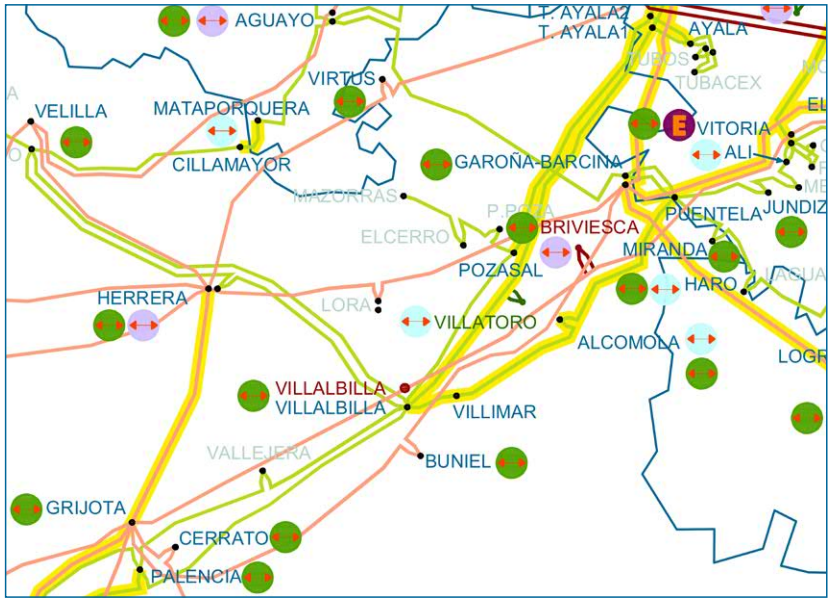
I Alternativas:

Soluciones de operación, DLR, repotenciación del eje de 220 kV existente o incremento de su capacidad no son soluciones que resuelvan satisfactoriamente las necesidades detectadas en la zona.

I Dimensión Europea:

No

I Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación N_OESTE_3
Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas
Conexión en Villalbilla

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

Beneficios:

Beneficio socioeconómico: 7,8 M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: 37 kt/año*
Integración adicional de renovables: 186.942 MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: 5.824 MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

Costes:

CAPEX	OPEX
15,5 M€	0,45 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5

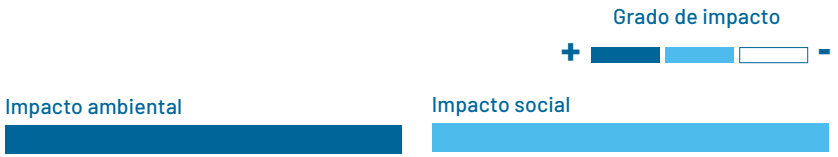
Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

Rentabilidad:

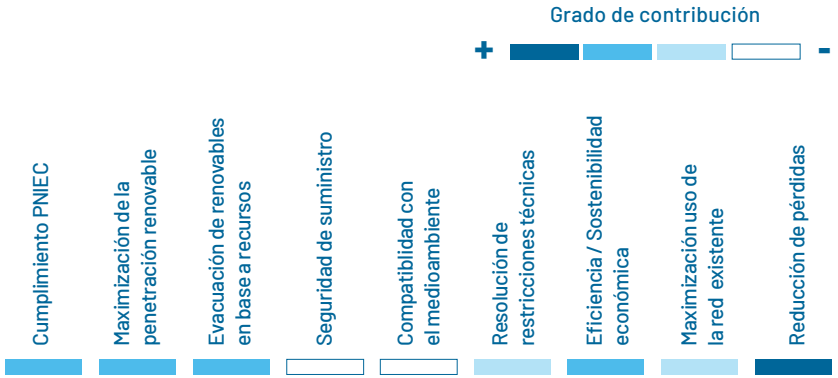
Rentabilidad: VAN

129 M€

Impacto socioambiental:



Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación N_OESTE_3
Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas
Conexión en Villalbilla

Tabla de unidades físicas:

	220 kV	400 kV
Posiciones (uds.)	1	7
Línea aérea (km)		4
Transformación a 220 kV (MVA)		600

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Villalbilla 400 kV	Intemp.	2025

Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Villalbilla 220 kV	1	Conv.	RdT	> 2026
Villalbilla 400 kV	4	Conv.	RdT	2025
Villalbilla 400 kV	2	Conv.	RdT	> 2026
Villalbilla 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2025

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
E/S en Villalbilla, de Grijota - Vitoria 400 kV, cto 1	1.830	1.540	2	Línea	RES	2025

Nuevos transformadores	MVA	Tipo	Motiv.	Prev.
Villalbilla 400/220 kV, TF1	600	B.Trif.	RES	> 2026

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación N_OESTE_4

Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas

Conexión en Urueña

Descripción general:

La actuación consiste en una nueva subestación para la integración de generación renovable en la zona de Tordesillas:

- Nueva subestación Urueña 400 kV con entrada-salida en la línea Villarino-Grijota 400 kV.

Motivación / Objetivos:

- Conectar la generación renovable existente y futura en la zona, de alta probabilidad de éxito de implantación.

Alternativas:

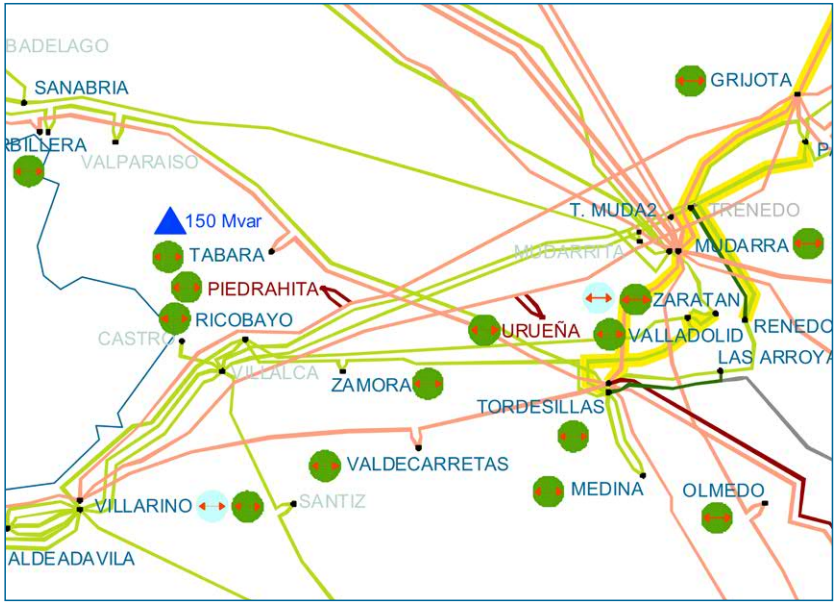
Soluciones de operación, DLR, repotenciación del eje de 220 kV existente o incremento de su capacidad no son soluciones que resuelvan la problemática de la zona.

Soluciones que impliquen ampliar subestaciones de 220 kV de la zona de Tordesillas y Medina no permiten la integración del elevado recurso renovable de la zona con alta probabilidad de éxito en su implantación.

Dimensión Europea:

No

Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación N_OESTE_4
Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas
Conexión en Urueña

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

Beneficios:

Beneficio socioeconómico: 5,4 M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: 26 kt/año*
Integración adicional de renovables: 138.152 MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: 5.633 MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

Costes:

CAPEX	OPEX
7,3 M€	0,25 M€/año

Costes de Retribución										
Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
M€	0,0	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

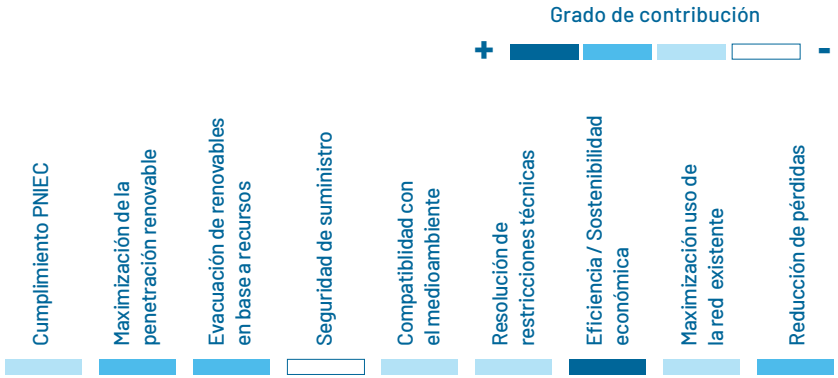
Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN

95 M€

Impacto socioambiental:

Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación N_OESTE_4
Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas
Conexión en Urueña

Tabla de unidades físicas:

	400 kV
Posiciones (uds.)	5
Línea aérea (km)	6

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Urueña 400 kV	Intemp.	2025

Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Urueña 400 kV	4	Conv.	RdT	2025
Urueña 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2025

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
E/S en Urueña, de Grijota - Villarino 400 kV, cto 1	2.400	2.000	3	Línea	RES	2025

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación N_OESTE_5

Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas

Conexión en Piedrahita

Descripción general:

La actuación consiste en una nueva subestación para la integración de generación renovable en la zona de Tábara (Zamora):

- Nueva subestación Piedrahita 400 kV en E/S en la línea Villarino-Grijota 400 kV.

Motivación / Objetivos:

- Conectar la generación renovable existente y futura en la zona, de alta probabilidad de éxito de implantación.

Alternativas:

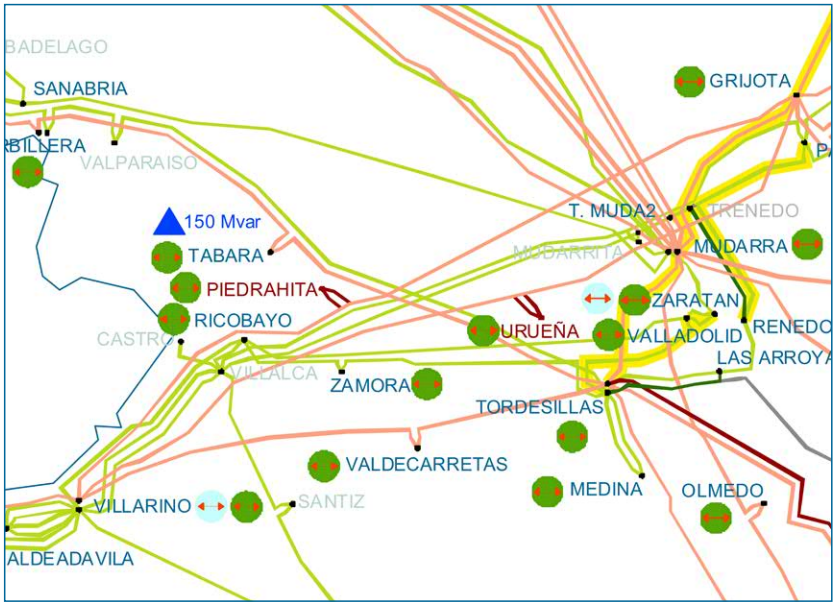
Soluciones de operación, DLR, repotenciación del eje de 220 kV existente o incremento de su capacidad no son soluciones que resuelvan la problemática de la zona.

Soluciones que impliquen ampliar subestaciones de 400 kV de la zona de Tábara no permiten la integración del elevado recurso renovable de la zona con alta probabilidad de éxito de implantación.

Dimensión Europea:

No

Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación N_OESTE_5
Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas
Conexión en Piedrahita

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

Beneficios:

Beneficio socioeconómico: 42,3 M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: 234 kt/año*
Integración adicional de renovables: 913.074 MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: 1.182 MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

Costes:

CAPEX	OPEX
6,8 M€	0,24 M€/año

Costes de Retribución

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
M€	0,0	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

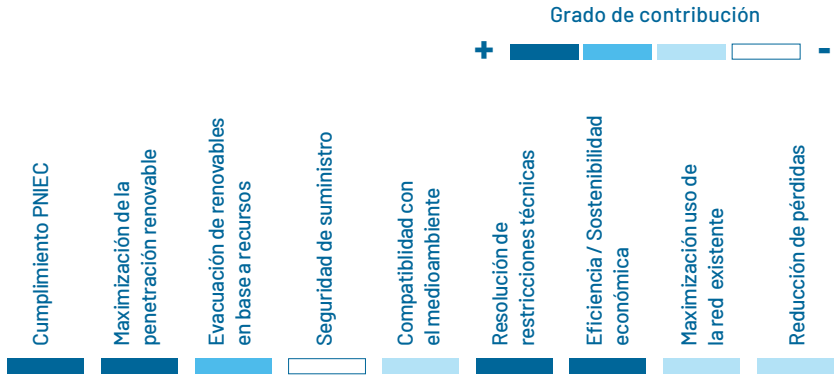
Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN

833 M€

Impacto socioambiental:

Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación N_OESTE_5

Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas

Conexión en Piedrahita

Tabla de unidades físicas:

	400 kV
Posiciones (uds.)	5
Línea aérea (km)	4

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Piedrahíta de Castro 400 kV	Intemp.	2025

Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Piedrahíta de Castro 400 kV	4	Conv.	RdT	2025
Piedrahíta de Castro 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2025

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
E/S en Piedrahíta de Castro, de Grijota - Villarino 400 kV, cto 2	2.420	2.030	2	Línea	RES	2025

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación N_OESTE_6

Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas

Conexión en Abegondo 220 kV

Descripción general:

La actuación consiste en una nueva subestación para la conexión de generación renovable en la zona norte de A Coruña:

- Nueva subestación Abegondo 220 kV.
- Nuevo transformador 1 Abegondo 400/220 kV.

Motivación / Objetivos:

- Posibilitar la conexión de nueva generación renovable con permisos de acceso otorgados.

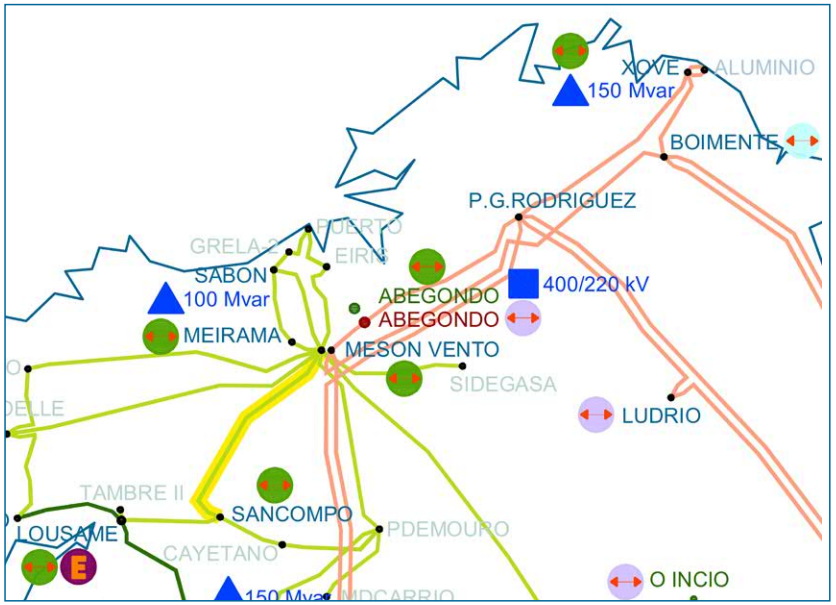
Alternativas:

Los accesos ya otorgados en esta subestación no permiten la sustitución de esta subestación por otra alternativa.

Dimensión Europea:

No

Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación N_OESTE_6
Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas
Conexión en Abegondo 220 kV

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

Costes:

CAPEX	OPEX
9 M€	0,2 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

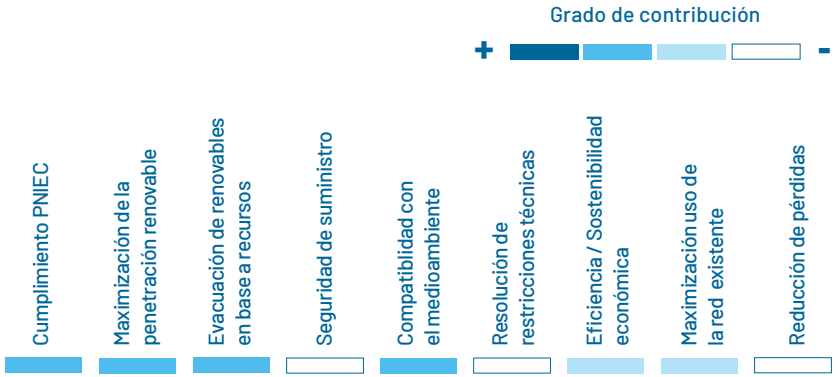
Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN

- M€

Impacto socioambiental:

Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación N_OESTE_6

Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas

Conexión en Abegondo 220 kV

Tabla de unidades físicas:

	220 kV	400 kV
Posiciones (uds.)	2	1
Transformación a 220 kV (MVA)		600

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Abegondo 220 kV	Intemp.	2024

Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Abegondo 220 kV	2	Conv.	RdT	2024
Abegondo 400 kV	1	Conv.	RdT	2024

Nuevos transformadores	MVA	Tipo	Motiv.	Prev.
Abegondo 400/220 kV, TF1	600	B.Trif.	RES	2024

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación N_OESTE_7

Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas

Refuerzo de la red de Soria

Descripción general:

La actuación consiste en la conexión eléctrica de la subestación existente de Magaña (Soria) y el eje de 400 kV Mudarra-Aranda-Almazán-Cariñena-Fuendetodos:

- Nueva subestación Almazán 220 kV con doble circuito Magaña-Almazán 220 kV.
- Nuevo transformador 400/220 kV Almazán.

Motivación / Objetivos:

- Incrementar el mallado en la red de 220 kV de la zona de Magaña (Soria) para reducir la necesidad de aplicación de restricciones técnicas por sobrecargas mediante los vertidos de generación renovable en la zona, principalmente energía eólica.

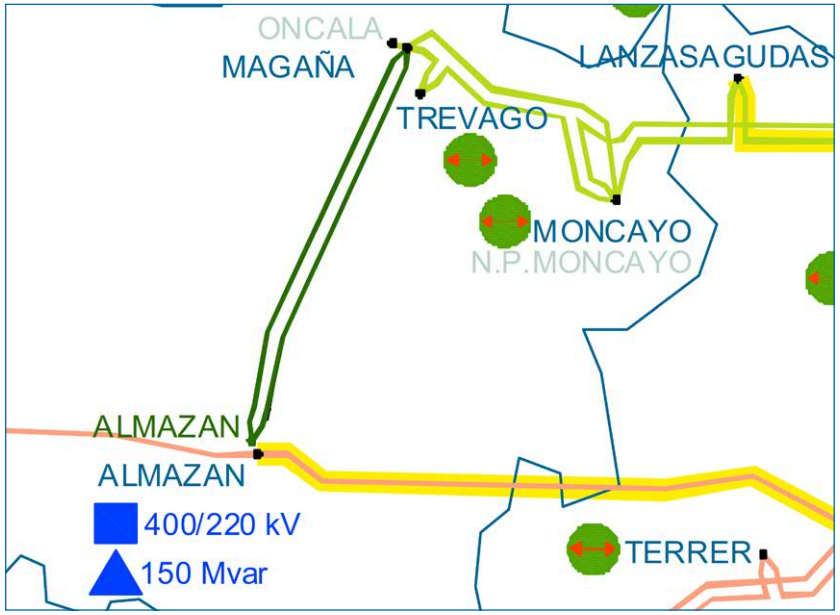
Alternativas:

Si bien existen repotenciaciones ya efectuadas y otras planificadas en los ejes de 220 kV de la zona, el elevado potencial eólico de la zona de Soria y Aragón requiere de la construcción de nuevas infraestructuras para conseguir su óptimo aprovechamiento.

Dimensión Europea:

No

Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación N_OESTE_7

Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas

Refuerzo de la red de Soria

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

Beneficios:

Beneficio socioeconómico: 14 M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: 167 kt/año*
Integración adicional de renovables: 3.321.979 MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: 206.028 MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

Costes:

CAPEX	OPEX
48,5 M€	0,53 M€/año

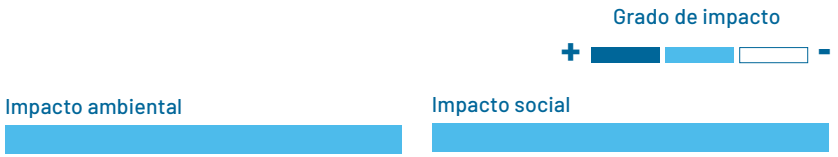
Costes de Retribución										
Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
M€	0,0	4,4	4,4	4,3	4,2	4,2	4,1	4,0	4,0	3,9

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

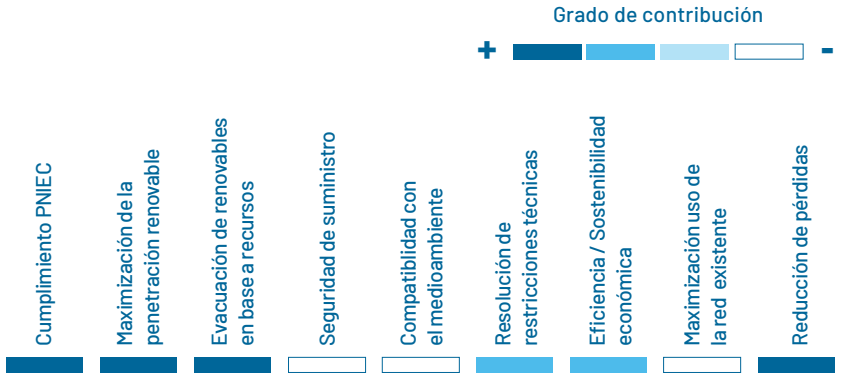
Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN
214 M€

Impacto socioambiental:



Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación N_OESTE_7

Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas

Refuerzo de la red de Soria

Tabla de unidades físicas:

	220 kV	400 kV
Posiciones (uds.)	6	2
Línea aérea (km)	130	1
Transformación a 220 kV (MVA)		600

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Almazán 220 kV	Intemp.	2026

Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Almazán 220 kV	4	Conv.	RdT	2026
Almazán 400 kV	2	Conv.	RdT	2026
Magaña 220 kV	2	Conv.	RdT	2026

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Almazán - Almazán 400 kV, cto 1			1	Línea	RES	2026
DC Almazán - Magaña 220 kV	890	760	65	Línea	RES	2026

Nuevos transformadores	MVA	Tipo	Motiv.	Prev.
Almazán 400/220 kV, TF1	600	B.Trif.	RES	2026

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación NORTE_1

Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas

Nuevo eje Navarra - País Vasco

Descripción general:

La actuación consiste en reforzar la conexión entre la subestación de Itxaso (País Vasco) y el eje Muruarte - Castejón (Navarra):

- Nuevo doble circuito Itxaso - Muruarte 400kV e Itxaso - Castejón 400 kV.

Motivación / Objetivos:

- La conexión actual entre Navarra y País Vasco es por medio de dos líneas de 220 kV de capacidad limitada, lo que provoca sobrecargas de red que requieren la aplicación de restricciones técnicas a la generación renovable de la zona, aumentando los costes de generación y provocando vertidos.
- Disminuir la necesidad de aplicación de restricciones técnicas para alcanzar el objetivo del 70 % de la capacidad disponible en estos elementos para capacidad comercial de intercambio según el Art. 16(8) del Reglamento 2019/943 del mercado interior de la energía.

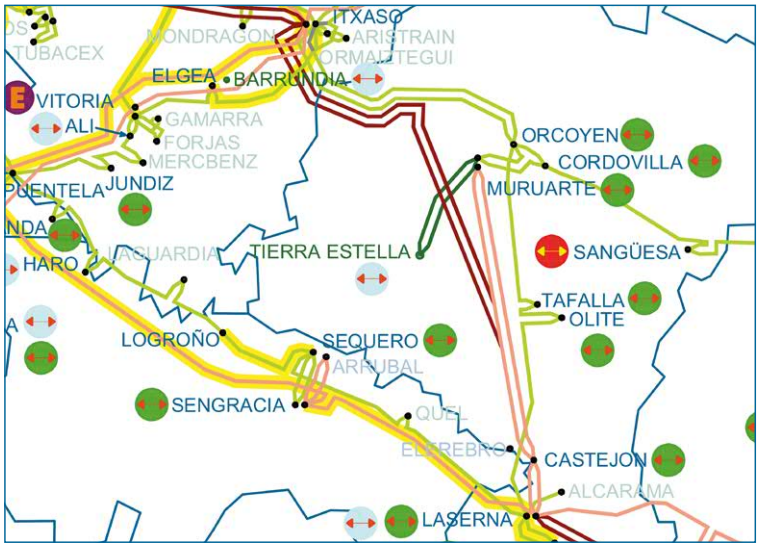
Alternativas:

Otras soluciones de operación, DLR, repotenciaciones de lineas existentes o incrementos de su capacidad no logran resolver adecuadamente la problemática de la zona.

La actuación implica la baja de los circuitos Itxaso - Orcoyen 220 kV 1 y 2 existentes, lo cual contribuye a reducir su impacto ambiental.

Dimensión Europea: No

Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación NORTE_1
Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas
Nuevo eje Navarra - País Vasco

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

Beneficios:

Beneficio socioeconómico: 16,5 M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: 88 kt/año*
Integración adicional de renovables: 663.054 MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: 51.506 MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

Costes:

CAPEX	OPEX
65,2 M€	0,43 M€/año

Costes de Retribución

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
M€	0,0	5,7	5,6	5,5	5,4	5,3	5,2	5,2	5,1	5,0

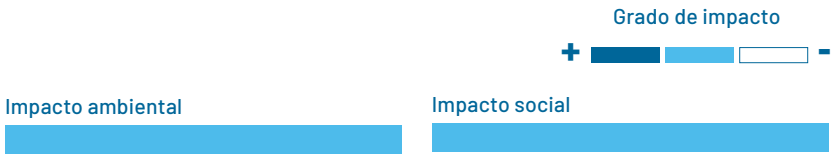
Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

Rentabilidad:

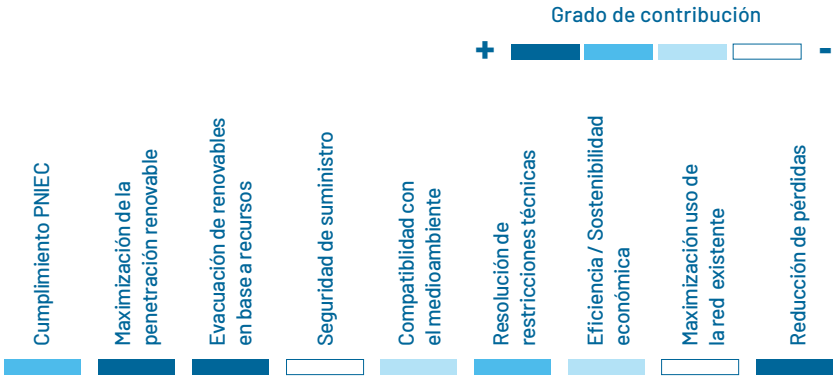
Rentabilidad: VAN

246 M€

Impacto socioambiental:



Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación NORTE_1

Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas

Nuevo eje Navarra - País Vasco

Tabla de unidades físicas:

	400 kV
Posiciones (uds.)	3
Línea aérea (km)	200

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Itxaso 400 kV	3	Conv.	RdT	2024

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
E/S en Itxaso, de Muruarte - Castejón 400 kV, cto 1 [1]	2.440	2.080	100	Línea	RES	2024

Notas:
1. Se requiere la baja de Itxaso-Orcoyen 220kV 1 y 2.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación SUR_1
Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas
Nuevos corredores Andalucía

Descripción general:

Refuerzo de la red de transporte Andaluza mediante nuevos ejes de 400 kV (Baza-La Ribina, Sevilla-Córdoba y Andalucía-Castilla-La Mancha).

Además, se incluyen repotenciaciones de la red existente que maximizan los beneficios de estos mallados, las reactancias asociadas a la nueva red y un apoyo a la red de 220 kV.

Motivación / Objetivos:

- Reducir las restricciones técnicas por sobrecargas que conllevan el vertido de generación renovable en la zona al reforzar la conexión entre Andalucía y Castilla-La Mancha y entre Almería y el resto de Andalucía.
- Aumentar la seguridad y la calidad del suministro eléctrico de la zona.
- Mejorar la Integración de las energías renovables existentes y futuras en la zona.

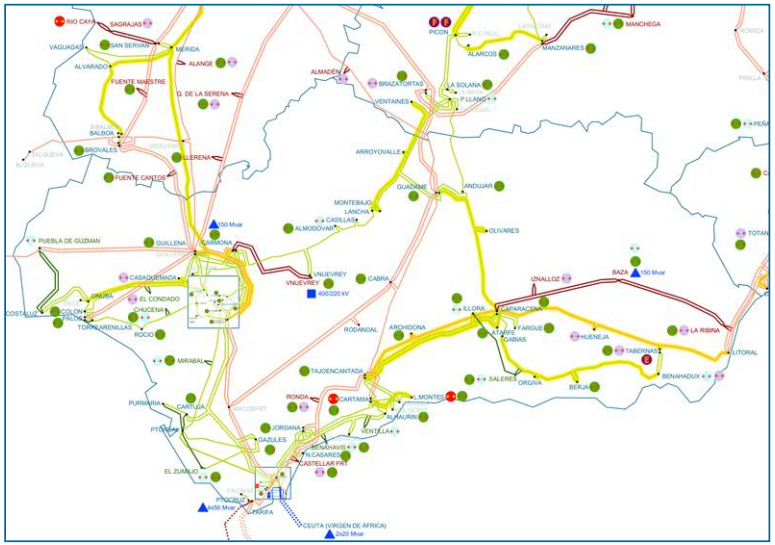
Alternativas:

Se han valorado alternativas de conexión con Castilla-La Mancha o Extremadura partiendo de Puebla de Guzmán y Hornachuelos pero presentan mayor impacto medioambiental.

Se ha valorado la alternativa al eje Carmona-Guadame consistente en el eje Carmona-Cabra, si bien, presenta menos beneficios para el conjunto del sistema.

Dimensión Europea: No

Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación SUR_1
Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas
Nuevos corredores Andalucía

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

Beneficios:

Beneficio socioeconómico: 110,9 M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: 603 kt/año*
Integración adicional de renovables: 2.928.469 MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: -51,097 MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

Costes:

CAPEX	OPEX
361,6 M€	3,12 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	32,3	31,8	31,3	30,8	30,3	29,8	29,3	28,8	28,3

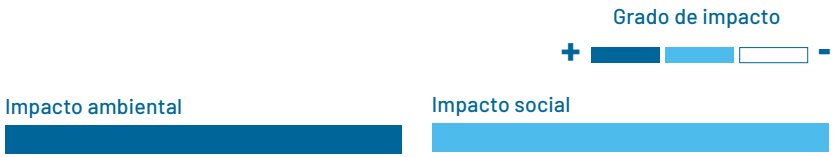
Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

Rentabilidad:

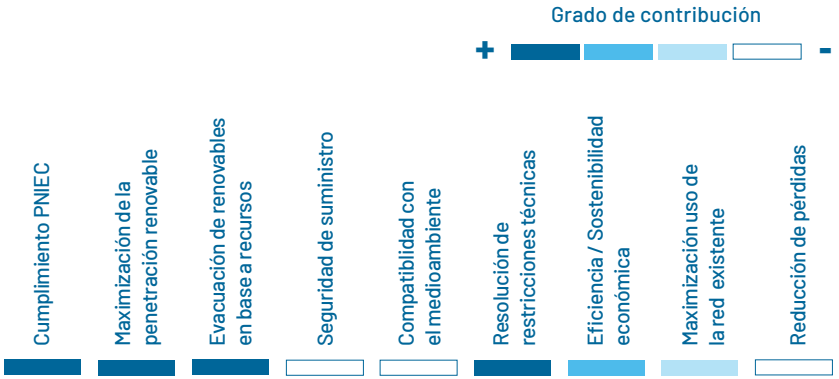
Rentabilidad: VAN

1.740 M€

Impacto socioambiental:



Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación SUR_1
Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas
Nuevos corredores Andalucía

Tabla de unidades físicas:

	220 kV	400 kV
Posiciones (uds.)	2	33
Línea aérea (km)		926
Transformación a 220 kV (MVA)		1.200
Repotenciación (km)	502	470
Reactancia (Mvar)		450

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
La Ribina 400 kV	Intemp.	2024
Villanueva del Rey 400 kV	Intemp.	2025

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Baza REE 400 kV	3	Conv.	RdT	2024
Baza REE 400 kV	1	Conv.	RdT	2022
Carmona 400 kV	3	Conv.	RdT	2025
Guadame 400 kV	6	Conv.	RdT	> 2026

Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
La Ribina 400 kV	7	Conv.	RdT	2024
La Ribina 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2024
Manzanares 400 kV	2	Conv.	RdT	> 2026
Villanueva del Rey 220 kV	1	Conv.	RdT	2025
Villanueva del Rey 220 kV	1	Conv.	RdT	> 2026
Villanueva del Rey 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2025
Villanueva del Rey 400 kV	6	Conv.	RdT	2025
Villanueva del Rey 400 kV	3	Conv.	RdT	> 2026

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
DC Baza REE - La Ribina 400 kV	2.290	1.910	103	Línea	RES	2024
DC Carmona - Villanueva del Rey 400 kV	2.310	1.910	55	Línea	RES	2025
DC Guadame - Manzanares 400 kV	2.360	1.970	176	Línea	RES	> 2026
DC Villanueva del Rey - Guadame 400 kV [1]	2.330	1.920	124	Línea	RES	> 2026
E/S en La Ribina, de Carril - Litoral 400 kV, cto 1	1.700	1.470	5	Línea	RES	2024

Notas:
1. El circuito Guadame-Carmona 400 kV utiliza uno de los circuitos Carmona-Villanueva del Rey 400 kV.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación SUR_1
Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas
Nuevos corredores Andalucía

Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Repotenciación de líneas	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Archidona - Caparacena 400 kV, cto 1	1.736	1.431	66	Línea	RES	2025
Archidona - Tajo de la Encantada 400 kV, cto 1	1.718	1.504	42	Línea	RES	2022
Arroyo del Valle - Montecillo Bajo 220 kV, cto 1	416	339	40	Línea	RES	2022
Arroyo del Valle - Venta Ines 220 kV, cto 1	416	339	66	Línea	RES	2022
Asomada - Carril 400 kV, cto 1	1.733	1.459	79	Línea	RES	2023
Atarfe - Íllora 220 kV, cto 1	417	354	21	Línea	RES	2022
Benahadux - Berja 220 kV, cto 1	413	353	67	Línea	RES	2022
Berja - Órgiva 220 kV, cto 1	413	353	58	Línea	RES	2022
Caparacena - Hueneja 400 kV, cto 1	1.717	1.414	73	Línea	RES	2022
Caparacena - Íllora 220 kV, cto 1	417	354	16	Línea	RES	2022
Don Rodrigo - Carmona 400 kV, cto 1	1.690	1.400	41	Línea	RES	2023
Don Rodrigo - Guillena 400 kV, cto 1	1.477	1.432	72	Línea	RES	2023
Guadame - Olivares 220 kV, cto 1	430	350	54	Línea	RES	2023
Hueneja - Tabernas 400 kV, cto 1	1.732	1.427	59	Línea	RES	2024
Lancha - Montecillo Bajo 220 kV, cto 1	416	339	3	Línea	RES	2022
Litoral - Tabernas 400 kV, cto 1	1.685	1.492	38	Línea	RES	2024

Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Repotenciación de líneas	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Tajo de la Encantada - Íllora 220 kV, cto 1	417	354	89	Línea	RES	2022
Tajo de la Encantada - Íllora 220 kV, cto 2	417	354	89	Línea	RES	2022

Nuevos transformadores	MVA	Tipo	Motiv.	Prev.
Villanueva del Rey 400/220 kV, TF1	600	B.Trif.	RES	2025
Villanueva del Rey 400/220 kV, TF2	600	B.Trif.	RES	> 2026

Nuevas reactancias	MVAr	Tipo	Motiv.	Prev.
Baza REE 400 kV, REA1	150	-	RES	2022
Villanueva del Rey 400 kV, REA1	150	-	RES	> 2026
Villanueva del Rey 400 kV, REA2	150	-	RES	> 2026

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación GEN_ALM

Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas

Conexión de renovables y almacenamiento

Descripción general:

Se incluyen posiciones adicionales asociadas a la conexión de nuevos almacenamientos así como ampliaciones para la posible conexión de generación eólica marina en zonas incluidas como prioritarias en el borrador del Plan de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM):

- Nueva subestación de Villarino de Conso 400 kV con entrada-salida en la línea Trives-Aparecida.
- Nueva subestación de Abres 400 kV con entrada-salida en la línea Pesoz-Boimente 400 kV.
- Ampliación para generación y almacenamiento en las subestaciones de Aguayo, Montearenas, Conso, Almendrales, Xove y Santa Llogaia 400 kV y Atios y Plaza 220 kV.

Motivación / Objetivos:

Permitir la conexión e integración de la generación del escenario de estudio marcado por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima.

Alternativas:

La conexión a través de posiciones existentes o planificadas por otras motivaciones se ha valorado como alternativa no viable.

Dimensión Europea:

No

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

Costes:

CAPEX	OPEX
16,9 M€	0,89 M€/año

	Costes de Retribución									
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	2,3	2,2	2,2	2,2	2,2	2,1	2,1	2,1	2,1

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación GEN_ALM

Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas

Conexión de renovables y almacenamiento

Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN

- M€

Impacto socioambiental:

Grado de impacto

+ -

Impacto ambiental

Impacto social

Contribución a principios rectores:

Grado de contribución

+ -

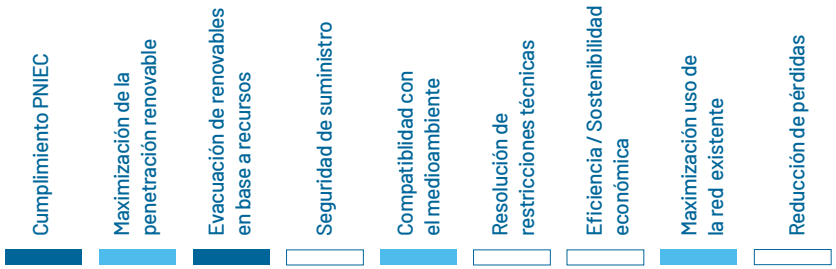


Tabla de unidades físicas:

	220 kV	400 kV
Posiciones (uds.)	2	17
Línea aérea (km)		8

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Abres 400 kV	Intemp.	> 2026
Villarino de Conso 400 kV	Intemp.	2026

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación GEN_ALM
Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas
Conexión de renovables y almacenamiento

I Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Abres 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	> 2026
Abres 400 kV	4	Conv.	RdT	> 2026
Aguayo 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2023
Aguayo 400 kV	1	Conv.	RdT	2023
Almendrales 400 kV	1	Conv.	RdT	2026
Atios 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2026
Montearenas 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2025
Plaza 220 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2026
Santa Llogaia 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2026
Villarino de Conso 400 kV	2	Conv.	Gen./Alm.	2026
Villarino de Conso 400 kV	4	Conv.	RdT	2026
Xove 400 kV	1	Conv.	Gen./Alm.	2026

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
E/S en Abres, de Pesoz - Boimente 400 kV, cto 1	2.430	2.240	2	Línea	Gen./Alm.	> 2026
E/S en Villarino de Conso, de Trives - Aparecida 400 kV, cto 1	2.410	2.060	2	Línea	Gen./Alm.	2026

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación SdS_CENTRO
Seguridad de suministro **Fiabilidad suministro Madrid**

I Descripción general:

Se incluyen las siguentes actuaciones por seguridad de suministro de la red de transporte en la zona de Madrid:

- Eliminación TLeganés 220 kV y TRetamar 220 kV y cambios topológicos correspondientes.
- Repotenciaciones con cambio de traza de la línea Moraleja-Villaviciosa 400 kV y con sustitución de cable de Arganda-Loeches 220 kV y Arganda-Valdemoro 220 kV e incremento de capacidad con cambio de conductor del eje Galapagar-Valle del Arcipreste-Majadahonda 220 kV. Repotenciación de Loeches-San Sebastian de los Reyes, 2 400 kV.

I Motivación / Objetivos:

- Mejorar fiabilidad y la seguridad del suministro de la demanda del área metropolitana de Madrid.
- Disminuir la necesidad de restricciones técnicas en la zona para garantizar el suministro a la demanda de la zona.

I Alternativas:

Las posibles alternativas supondrían un desarrollo de nueva red, más compleja para su viabilidad y de volumen de inversión más elevado.

I Dimensión Europea:

No

I Mapa:

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación SdS_CENTRO
Seguridad de suministro **Fiabilidad suministro Madrid**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
31,6 M€	0,11 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	2,7	2,6	2,6	2,5	2,5	2,4	2,4	2,4	2,3

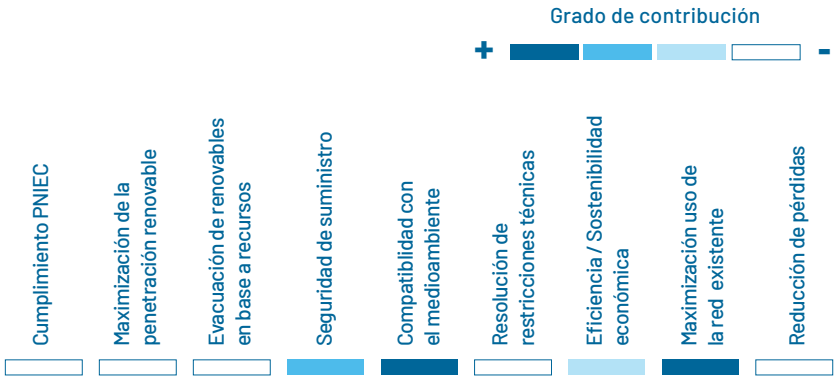
Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN
- M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación SdS_CENTRO
Seguridad de suministro **Fiabilidad suministro Madrid**

I Tabla de unidades físicas:

	220 kV	400 kV
Posiciones (uds.)	2	
Línea aérea (km)	20	24
Cables (km)	4	
Repotenciación (km)	60	29

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

I Listado de detalle de actuaciones:

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Parque Ingenieros 220 kV [1]	2	Blind.	RdT	> 2026

Notas:
1. Ampliación para bypass operable de las líneas Aguacate-Parque Ingenieros 220 kV cto 1 y Parque Ingenieros-Villaverde Bajo B 220 kV cto 2.

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Arganda - Loeches 220 kV, cto 1	600	600	2	Cable	SdS	2024
Arganda - Valdemoro 220 kV, cto 1	600	600	2	Cable	SdS	2024
Galapagar - Valle del Arcipreste 220 kV	466	466	8	Línea	SdS	2024
DC Moraleja - Villaviciosa 400 kV [1]	1.770	1.450	12	Línea	SdS	2024

I Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Nuevas líneas/cables (cont.)	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Getafe - Retamar 220 kV, cto 1 [2]	320	190	0,4	Línea	SdS	2024
Leganés - Lucero 220 kV, cto 1 [3]	439	361	0,7	Línea	SdS	2024
Majadahonda - Valle del Arcipreste 220 kV, cto 1	466	466	2	Línea	SdS	2024

Notas:
1. Comparte apoyos con la L/Morata-Villaviciosa 400 kV.
2. Se dan de baja por cambio topológico las líneas que unen la eliminada T Retamar 220 kV con Retamar 220 kV, Getafe 220 kV y Prado de Santo Domingo 220 kV. Implica , por cambios topológicos, la baja de la línea Buenavista-Retamar 220 kV y las altas de las líneas Leganés-Lucero 220 kV, Buenavista-Villaverde Bajo 220 kV, Getafe-Retamar 220 kV y Retamar-Prado de Santo Domingo 220 kV.
3. Se dan de baja por cambio topológico las líneas que unen la eliminada T Leganés 220 kV con Leganés 220 kV, Lucero 220 kV y Villaverde Bajo 220 kV. Implica, por cambios topológicos, la baja de la línea Buenavista-Retamar 220 kV y las altas de las líneas Leganés-Lucero 220 kV, Buenavista-Villaverde Bajo 220 kV, Getafe-Retamar 220 kV y Retamar-Prado de Santo Domingo 220 kV.

Repotenciación de líneas	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Arganda - Loeches 220 kV, cto 1	600	600	10	Línea	SdS	2024
Arganda - Valdemoro 220 kV, cto 1	600	600	22	Línea	SdS	2022
Galapagar - Valle del Arcipreste 220 kV, cto 1	490	400	24	Línea	SdS	2024
Loeches - San Sebastián de los Reyes 400 kV, cto 2 [1]	2.079	1.709	26	Línea	SdS	2022
Majadahonda - Valle del Arcipreste 220 kV, cto 1	430	360	3	Línea	SdS	2024
Moraleja - Villaviciosa 400 kV, cto 1	1.755	1.441	3	Línea	SdS	2022

Notas:
1. Repotenciación del tramo aéreo a 85º.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación SdS_CENTRO_Pcc
Seguridad de suministro **Fiabilidad suministro Madrid (Pcc)**

I Descripción general:

Las actuaciones incluidas permiten aumentar la fiabilidad y la seguridad de suministro de la red de transporte en la zona de Madrid disminuyendo la potencia de cortocircuito de la zona:

- Binudo operable en Loeches 220 kV.
- Bypass operable en Morata 400 kV de los ejes SS-Reyes-S.Fernando-Morata 400 kV y Morata-Moraleja 400 kV formándose un eje SSReyes-S.Fernando-Moraleja 400 kV.
- Bypass operable en Parque de Ingenieros 220 kV de las líneas Parque Ingenieros-Villaverde Bajo,2 220 kV y Parque Ingenieros-Aguacate formándose una línea provisional Aguacate-Villaverde Bajo 220 kV (>2026).

I Motivación / Objetivos:

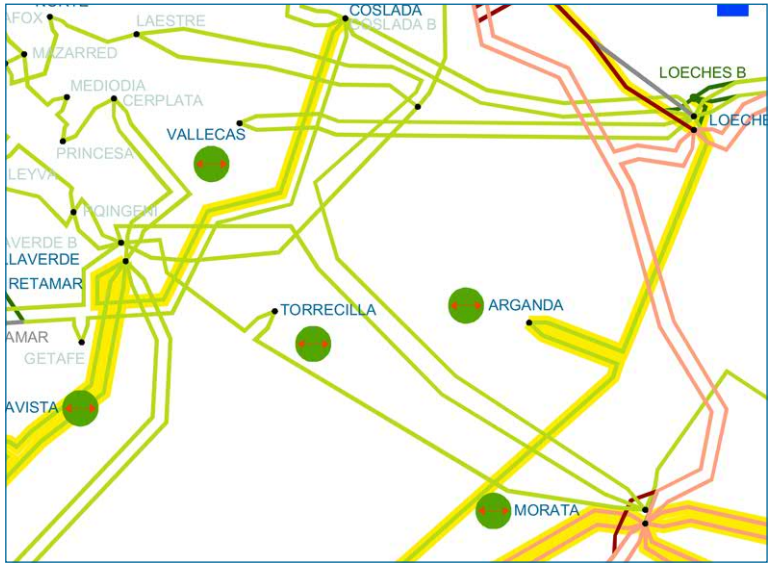
- Estas actuaciones permiten compaginar el desarrollo de la red de transporte en áreas urbanas donde aumenta la conexión entre las diferentes subestaciones, con el control de la potencia de cortocircuto y reducir los flujos por las líneas con posibles sobrecargas.
- Reducir la necesidad de aplicación de restricciones técnicas en la zona para mantener la seguridad de suministro.

I Alternativas:

Las posibles alternativas supondrían la renovación de la aparamenta de numerosas subestaciones de la zona para que soporten los valores de potencia de cortocircuito esperado en el horizonte de Planificación. Por otro lado, se han valorado desarrollos consistentes en nuevas actuaciones de red para prevenir eventuales sobrecargas puntuales.

I Dimensión Europea: No

I Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación SdS_CENTRO_Pcc
Seguridad de suministro **Fiabilidad suministro Madrid (Pcc)**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
7,6 M€	0,14 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7

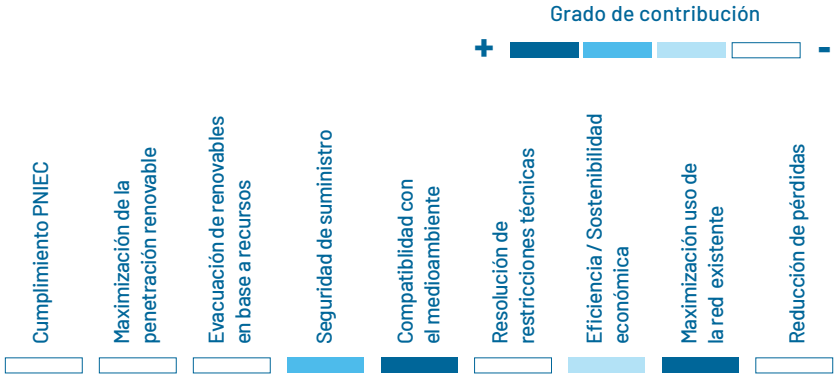
Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN
- M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación SdS_CENTRO_Pcc
Seguridad de suministro **Fiabilidad suministro Madrid (Pcc)**

Tabla de unidades físicas:

	220 kV	400 kV
Posiciones (uds.)	3	1
Línea aérea (km)	0,5	1

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Loeches 220 kV	2	Blind.	RdT	2024
Loeches 220 kV	1	Conv.	RdT	2024
Morata 400 kV [1]	1	Conv.	RdT	2024

Notas:
1. Ampliación para bypass operable en la SE Morata 400 kV de las líneas San Fernando-Morata 400 kV cto 1 y Morata-Moraleja 400 kV cto 1.

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Loeches - Arganda 220 kV, cto 1 [1]	600	600	0,2	Línea	SdS	2024
Loeches - Coslada 220 kV, cto 1	315	315	0,2	Línea	SdS	2024
Loeches - José Cabrera 220 kV, cto 2	580	320	0,1	Línea	SdS	2024
Moraleja - Morata 400 kV, cto 1	1.270	750	0,5	Línea	SdS	2024
Morata - Belinchón 400 kV, cto 1 [2]	2.057	1.686	0,5	Línea	SdS	2024

Notas:
1. Ampliación para hacer binudo Loeches 220 kV operable que necesita actuaciones sobre alguna línea.
2. Para que el bypass sea operable se necesitan actuaciones sobre algunas líneas.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación SdS_IBA_1
Seguridad de suministro **Refuerzo de la red sur de la isla de Ibiza**

I Descripción general:

Con el objetivo de mejorar la seguridad de suministro de la isla de Ibiza se propone el cambio de tensión a 132 kV de la parte de la red sur de la isla de Ibiza actualmente explotada a 66 kV consiguiendo nuevos ejes en 132kV Torrent-Ibiza-Bossa-San Jorge. Se incluyen también repotenciaciones de las líneas de 66 kV Ibiza-San Antonio, Ibiza-Bossa y San Jorge-San Antonio.

I Motivación / Objetivos:

Aumentar la seguridad y la calidad del suministro eléctrico de la isla de Ibiza.

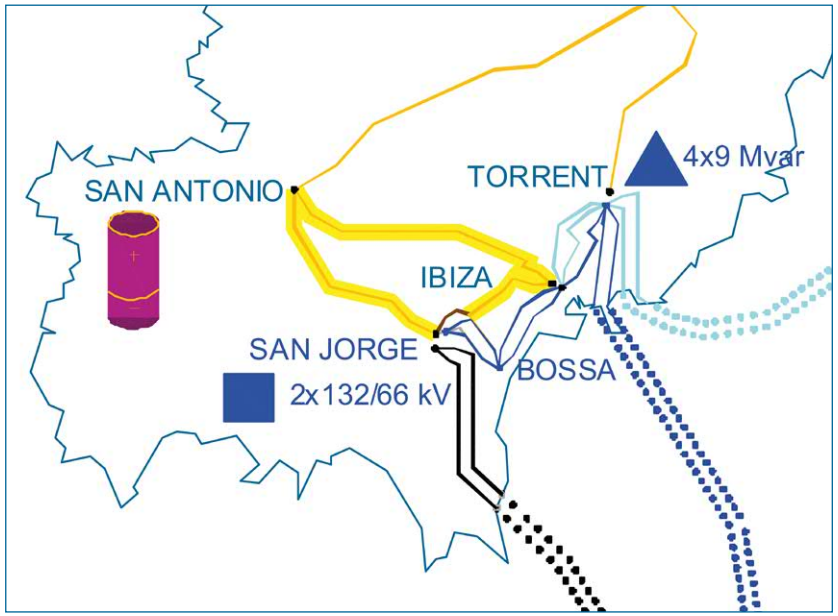
I Alternativas:

Para resolver el problema actual de suministro de la parte oeste de la isla de Ibiza se han estudiado diversas alternativas de refuerzo de la red sur de Ibiza y elevar la tensión a 132 kV en San Antonio, como son la construcción de un nuevo doble circuito San Antonio-Torrent 132 kV por nueva traza y utilizando la traza del actual San Antonio-Ibiza 66 kV. Ambas alternativas no son viables por la gran oposición social y problemas medioambientales.

I Dimensión Europea:

No

I Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación SdS_IBA_1
Seguridad de suministro **Refuerzo de la red sur de la isla de Ibiza**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: 9,6 M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: -3 kt/año*
Integración adicional de renovables: 1 MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: 2.440 MWh/año*
Reducción de la ENS: 1.158 MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
33 M€	0,44 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	3,1	3,1	3,0	3,0	2,9	2,9	2,8	2,8	2,7

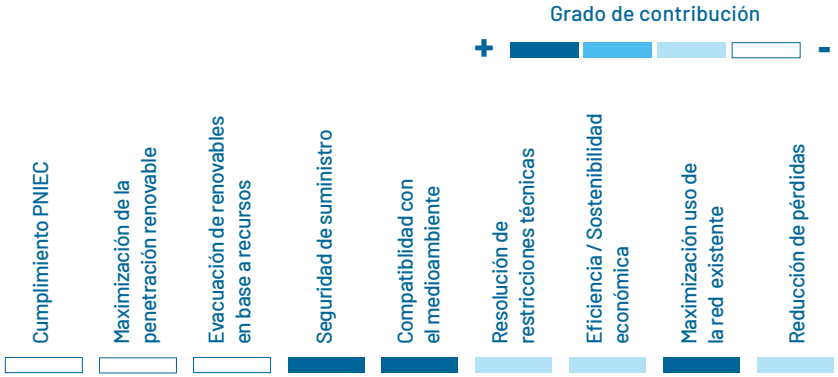
Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN
146 M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación SdS_IBA_1
Seguridad de suministro **Refuerzo de la red sur de la isla de Ibiza**

Tabla de unidades físicas:

	66 kV	132 kV
Posiciones (uds.)	2	16
Línea aérea (km)	0	
Cables (km)		11
Transformación a 66 kV (MVA)		160
Repotenciación (km)	24	
DLR (km)	10	

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Bossa 132 kV	Edif.	2021
San Jorge 132 kV	Edif.	2024

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Bossa 132 kV	2	Blind.	SdS	2021
Ibiza 132 kV	5	Blind.	SdS	2024
San Jorge 132 kV	7	Blind.	SdS	2024
San Jorge 66 kV	2	Conv.	SdS	2024
Torrent 132 kV	2	Blind.	SdS	2024

Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
DC Bossa - San Jorge 132 kV [1]	165	165	0,1	Cable	SdS	2024
DC Ibiza - Bossa 132 kV	165	165	5	Cable	SdS	2024
Ibiza - Torrent 132 kV, cto 2	165	165	0,3	Cable	SdS	2024
Ibiza 23 - San Jorge 66 kV, cto 1	80	80	0	Línea	SdS	2024

Notas:
1. Cambio tensión entrada/salida en Bossa de Ibiza-San Jorge preparada para 132 kV.

Repotenciación de líneas	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Ibiza - San Antonio 66 kV, cto 1	96	83	10	Línea	SdS	2022
Ibiza 23 - Bossa 66 kV, cto 1	96	83	6	Línea	SdS	2022
San Antonio - San Jorge 66 kV, cto 1	98	85	7	Línea	SdS	2022

Ratios dinámicos de línea	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Ibiza - San Antonio 66 kV, cto 1	10	Línea	SdS	2022

Nuevos transformadores	MVA	Tipo	Motiv.	Prev.
San Jorge 132/66 kV, TF1	80	B.Trif.	SdS	2024
San Jorge 132/66 kV, TF2	80	B.Trif.	SdS	2024

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación SdS_IBA_2
Seguridad de suministro **Monitorización dinámica de la capacidad de Llucmajor-Orlandis 66 kV**

I Descripción general: La actuación consiste en la instalación de un sistema de monitorización dinámica de la capacidad Dynamic-Line-Rating (DLR) en el doble circuito Llucmajor-Orlandis 66 kV.

I Motivación / Objetivos: Aumentar la seguridad y la calidad del suministro eléctrico en la zona este de Mallorca.

I Alternativas: Soluciones que impliquen repotenciar el eje existente o su sustitución por uno de 220 kV presentan un mayor coste económico y afección medioambiental.

I Dimensión Europea: No

I Mapa:

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación SdS_IBA_2
Seguridad de suministro **Monitorización dinámica de la capacidad de Llucmajor-Orlandis 66 kV**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

Costes:

CAPEX	OPEX
0,6 M€	0,01 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

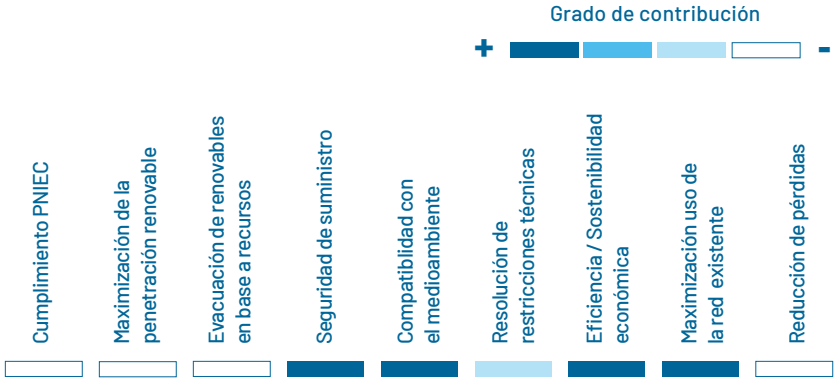
Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN

- M€

Impacto socioambiental:

Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación SdS_IBA_2
Seguridad de suministro **Monitorización dinámica de la capacidad de Llucmajor-Orlandis 66 kV**

Tabla de unidades físicas:

	66 kV
DLR (km)	36

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Ratios dinámicos de línea	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Llucmajor - Son Orlandis 66 kV, cto 1	18	Línea	SdS	2023
Llucmajor - Son Orlandis 66 kV, cto 2	18	Línea	SdS	2023

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación SdS_ICA_1
Seguridad de suministro **Refuerzo del anillo oeste de Tenerife**

I Descripción general:

La actuación propuesta permite el refuerzo del anillo de 66 kV en la zona oeste de la isla para alimentar una bolsa de consumo elevado, con perspectivas de crecimiento a futuro y que actualmente presenta ya sobrecargas. La actuación completa incluye los siguientes desarrollos:

- Nueva subestación Drago 66 kV.
- Nuevo doble circuito línea-cable Chío-Drago 66 kV.
- Entrada-salida en Drago 66 kV del doble circuito Icod de los Vinos-Realejos / Icod de los Vinos-Cuesta Villa 66 kV.
- Tercer circuito Los Olivos-Los Vallitos 66 kV.

I Motivación / Objetivos:

- Eliminar la necesidad de la conexión por restricciones de los grupos de Guía de Isora 66 kV por restricciones técnicas para evitar sobrecargas en la zona en la actualidad.
- Permitir el adecuado abastecimiento de La Gomera a través del enlace Tenerife-La Gomera propuesto.
- Mejorar la seguridad del suministro en la isla de Tenerife, apoyando al suministro en el norte de la isla ante contingencias del eje norte-sur entre Granadilla y Caletillas/Candelaria.
- Los valores de los indicadores del análisis coste-beneficio mostrados no consideran puesto en servicio el enlace Tenerife-La Gomera.

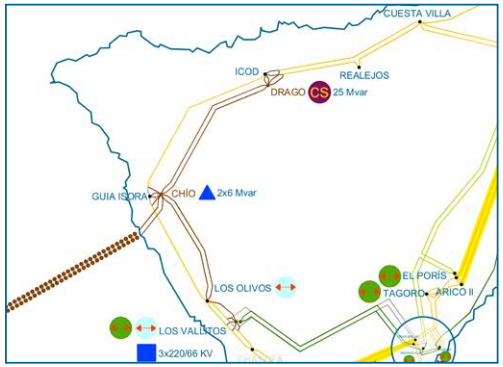
I Alternativas:

Actualmente, la alternativa es la conexión por restricciones técnicas de las turbinas de gas de Guía de Isora. Como alternativas de desarrollo de red se ha evaluado el refuerzo por el norte de la red de 220 kV hasta Cuesta Villa, con mayor coste e impacto social y medioambiental.

I Dimensión Europea:

No

I Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación SdS_ICA_1
Seguridad de suministro **Refuerzo del anillo oeste de Tenerife**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

Beneficios:

Beneficio socioeconómico: 29,9 M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: 64 kt/año*
Integración adicional de renovables: 85.516 MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: 2.916 MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

Costes:

CAPEX	OPEX
61 M€	0,31 M€/año

Costes de Retribución

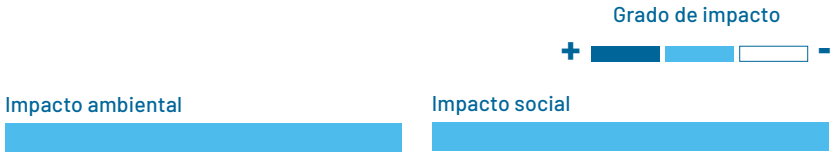
Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
M€	0,0	5,2	5,2	5,1	5,0	4,9	4,8	4,7	4,6	4,6

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

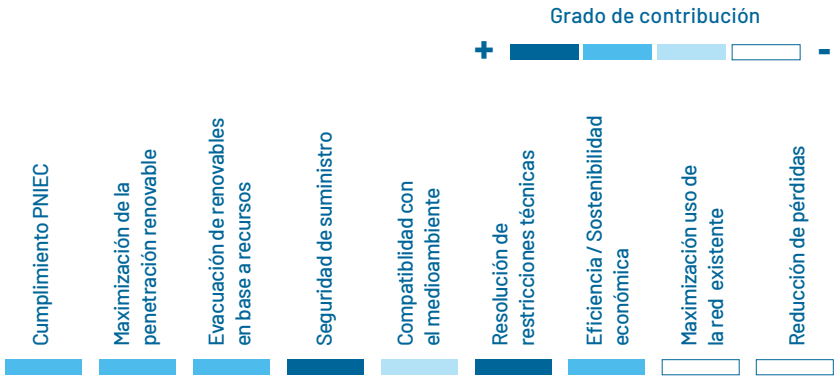
Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN
521 M€

Impacto socioambiental:



Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación SdS_ICA_1
Seguridad de suministro **Refuerzo del anillo oeste de Tenerife**

Tabla de unidades físicas:

	66 kV
DLR (km)	36

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Ratios dinámicos de línea	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Llucmajor - Son Orlandis 66 kV, cto 1	18	Línea	SdS	2023
Llucmajor - Son Orlandis 66 kV, cto 2	18	Línea	SdS	2023

Notas:
1. Anteriormente denominada Nueva Icod de Los Vinos 66 kV.

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Chío 66 kV	2	Blind.	RdT	2023
Drago 66 kV	7	Blind.	RdT	2023
Los Olivos 66 kV	2	Móvil	RdT	2025
Vallitos 66 kV	2	Blind.	RdT	2025

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
DC Chío - Drago 66 kV [1]	76	76	22	Línea	SdS	2023
DC Chío - Drago 66 kV	80	80	5	Cable	SdS	2023
E/S en Drago, de Icod de Los Vinos - Cuesta de La Villa 66 kV, cto 1	70	70	5	Cable	SdS	2023
E/S en Drago, de Icod de Los Vinos - Los Realejos 66 kV, cto 1	70	70	5	Cable	SdS	2023
Vallitos - Los Olivos 66 kV, cto 3	66	66	4	Línea	SdS	2025
Vallitos - Los Olivos 66 kV, cto 3	66	66	9	Cable	SdS	2025

Notas:
1. Baja asociada de la línea Guía de Isora-Icod de los Vinos 66kV.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación SdS_ICA_2
Seguridad de suministro **Refuerzo de la red de La Palma**

I Descripción general:

La actuación propuesta permite reforzar la red de transporte de La Palma, que actualmente está formada por un único circuito, con objeto de mejorar la calidad y seguridad del suministro. En concreto, la actuación completa incluye los siguientes desarrollos:

- Nueva subestación Las Breñas 66 kV y entrada-salida en Las Breñas de la línea Valle de Aridane-Los Guinchos 66 kV.
- Nueva línea Las Breñas-Los Guinchos 2 66 kV.
- Nueva línea Las Breñas-Valle de Aridane 2 66 kV.
- Nueva subestación Fuencaliente 66 kV en E/S de la línea Las Breñas-Valle de Aridane 2 (H>2026).

I Motivación / Objetivos:

Mejorar la seguridad y la calidad del suministro eléctrico de la isla de La Palma. A futuro esta actuación permitirá la conexión de generación renovable en la parte sur de la isla.

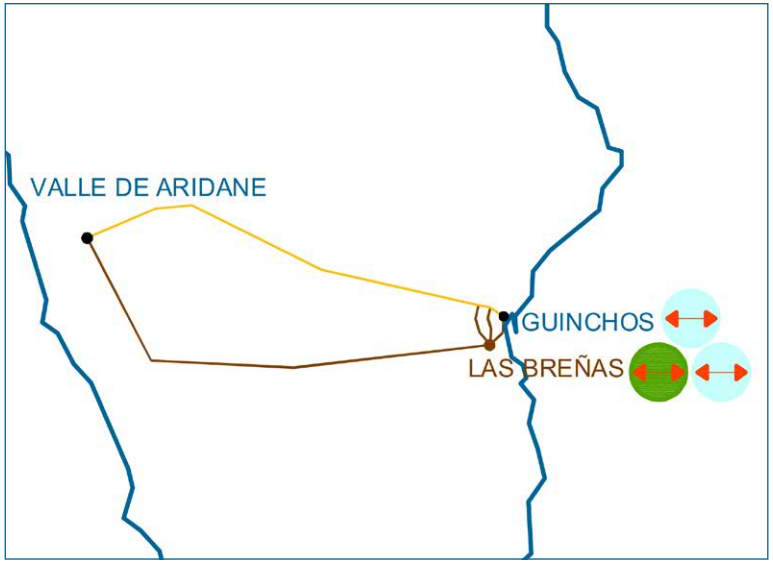
I Alternativas:

Al existir un único punto con generación conectada en la isla se requiere una posibilidad de alimentación adicional de la zona oeste de la isla para evitar cortes de suministro ante el fallo o mantenimiento de la línea existente.

I Dimensión Europea:

No

I Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación SdS_ICA_2
Seguridad de suministro **Refuerzo de la red de La Palma**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: 6,2 M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: 42 kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: 719 MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
32,6 M€	0,31 M€/año

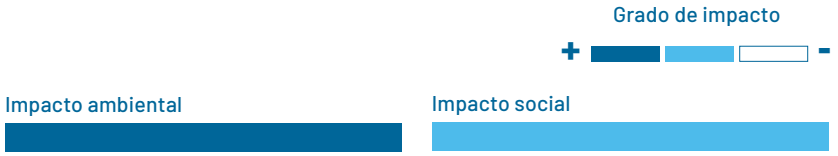
Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	2,9	2,9	2,9	2,8	2,8	2,7	2,7	2,6	2,6

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

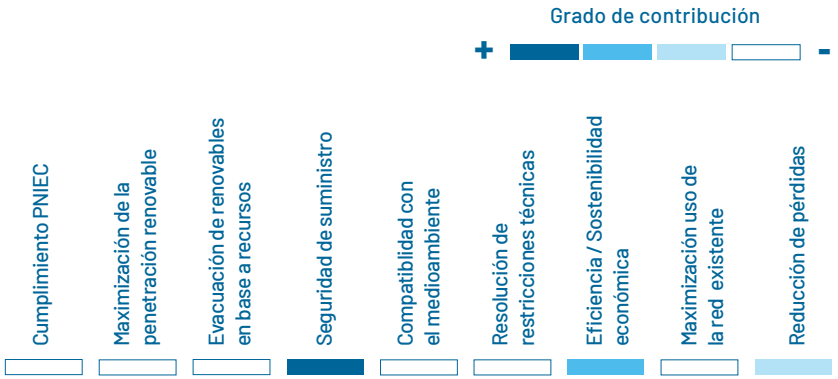
I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN
80 M€

I Impacto socioambiental:



I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación SdS_ICA_2
Seguridad de suministro **Refuerzo de la red de La Palma**

I Tabla de unidades físicas:

	66 kV
Posiciones (uds.)	11
Línea aérea (km)	15
Cables (km)	12

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

I Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Las Breñas 66 kV	Edif.	2025

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Las Breñas 66 kV	1	Blind.	ApD	2025
Las Breñas 66 kV	8	Blind.	RdT	2025
Los Guinchos 66 kV	1	Conv.	RdT	2025
Valle de Aridane 66 kV	1	Conv.	RdT	2025

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
E/S en Las Breñas, de Valle de Aridane - Los Guinchos 66 kV, cto 1	80	80	0,5	Cable	SdS	2025
Las Breñas - Los Guinchos 66 kV, cto 2	80	80	0,5	Cable	SdS	2025
Las Breñas - Valle de Aridane 66 kV, cto 2	80	80	11	Cable	SdS	2025
Las Breñas - Valle de Aridane 66 kV, cto 2	80	80	15	Línea	SdS	2025

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación SdS_ISLAS
Seguridad de suministro **Incremento de la seguridad de suministro en sistemas no peninsulares**

I Descripción general:

Para aumentar la seguridad de suministro en los sistemas de Baleares y Canarias se plantea la inclusión de una nueva reactancia en Tías 66 kV, así como cambios de configuración con partición de barras y nuevos interruptores de acoplamiento en las siguientes subestaciones de 66 kV con configuración de barra simple:

- Fuerteventura: Corralejo, Gran Tarajal y Matas Blancas.
- Lanzarote: Macher.
- Gran Canaria: Telde y San Agustín.
- Mallorca: Cala Millor y Bunyola.

I Motivación / Objetivos:

Incrementar la fiabilidad de suministro en los sistemas de Baleares y Canarias.

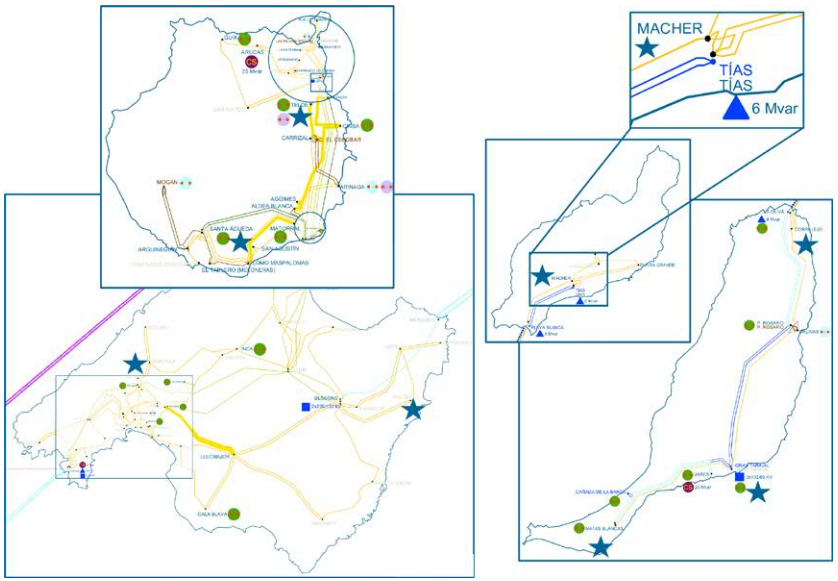
I Alternativas:

La alternativa a las actuaciones propuestas consiste en planificar nuevas subestaciones con configuración de doble barra con acoplamiento que conllevan mayores impactos medioambientales y volúmenes de inversión.

I Dimensión Europea:

No

I Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación SdS_ISLAS
Seguridad de suministro **Incremento de la seguridad de suministro en sistemas no peninsulares**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
6,1 M€	0,26 M€/año

	Costes de Retribución									
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7

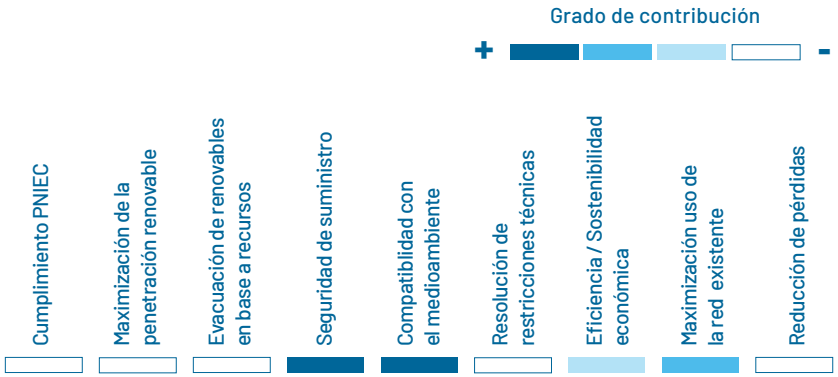
Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN
- M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación SdS_ISLAS
Seguridad de suministro **Incremento de la seguridad de suministro en sistemas no peninsulares**

Tabla de unidades físicas:

	66 kV
Posiciones (uds.)	9
Reactancia (Mvar)	6

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Bunyola 66 kV [1]	1	Conv.	RdT	2022
Cala Millor 66 kV	1	Conv.	RdT	2025
Corralejo 66 kV [2]	1	Conv.	RdT	2022
Gran Tarajal 66 kV [3]	1	Conv.	RdT	2024
Macher 66 kV [4]	1	Conv.	RdT	2023
Matas Blancas 66 kV [5]	1	Conv.	RdT	2022
San Agustín (Gran Canaria) 66 kV [6]	1	Conv.	RdT	2023
Telde 66 kV [7]	1	Conv.	RdT	2023
Tías 66 kV	1	Blind.	RdT	2023

Notas:
1. Se requiere partir la barra e incluir un acoplamiento longitudinal.
2. Se requiere partir la barra e incluir un acoplamiento longitudinal (asociado a la conexión del D/C Corralejo-Los Olivos 66 kV).
3. Se requiere partir la barra e incluir un acoplamiento longitudinal (asociado a la conexión de los nuevos transformadores 132/66kV).
4. Se requiere partir la barra e incluir un acoplamiento longitudinal.
5. Se requiere partir la barra e incluir un acoplamiento longitudinal.
6. Se requiere partir la barra e incluir un acoplamiento longitudinal.
7. Se requiere partir la barra e incluir un acoplamiento longitudinal.

Nuevas reactancias	MVAr	Tipo	Motiv.	Prev.
Tías 66 kV, REA4	6	-	SdS	2023

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación SdS_N_ESTE
Seguridad de suministro **Renovación Cinca 220 kV**

I Descripción general:

Esta actuación consiste en adecuar a PO la configuración de la subestación de Cinca 220 kV y crear una segunda alimentación a dicha subestación.

- Cambio de configuración Cinca 220 kV a doble barra.
- Nueva E/S en Cinca de la línea Monzón-Mequinenza 220 kV cto 1(>2026).

I Motivación / Objetivos:

Incrementar la seguridad de suministro de la zona mediante el cambio de configuración, la instalación de la 2ª unidad 220/132 kV por apoyo a la distribución y el mallado de la subestación.

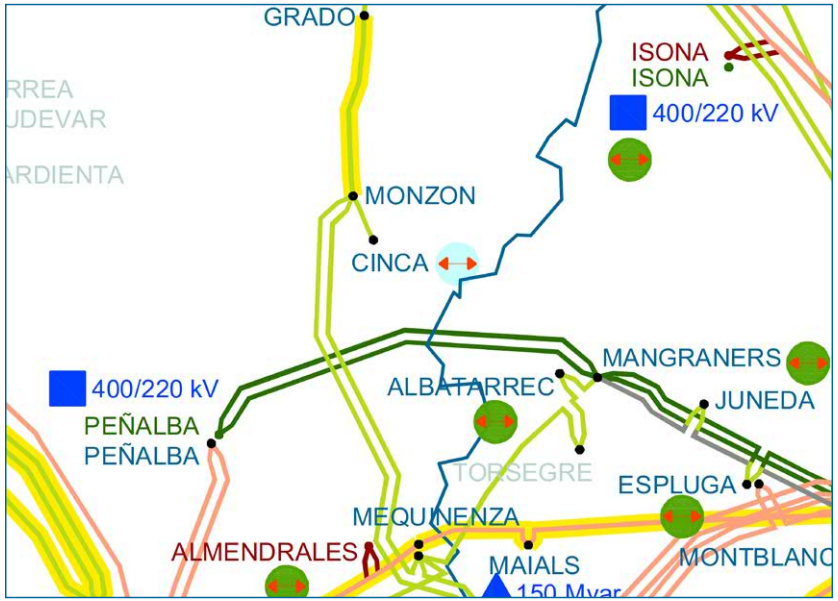
I Alternativas:

La alternativa a esta actuación sería la construcción de una nueva subestación conforme a PO en una zona próxima pero supondría un mayor valor de inversión. La alternativa analizada a la segunda alimentación de Cinca 220 kV, consiste en construir la segunda alimentación desde la subestación de Monzón 220 kV pero la ampliación necesaria en Monzón presenta alto riesgo de inviabilidad.

I Dimensión Europea:

No

I Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación SdS_N_ESTE
Seguridad de suministro **Renovación Cinca 220 kV**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
8,6 M€	0,21 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8

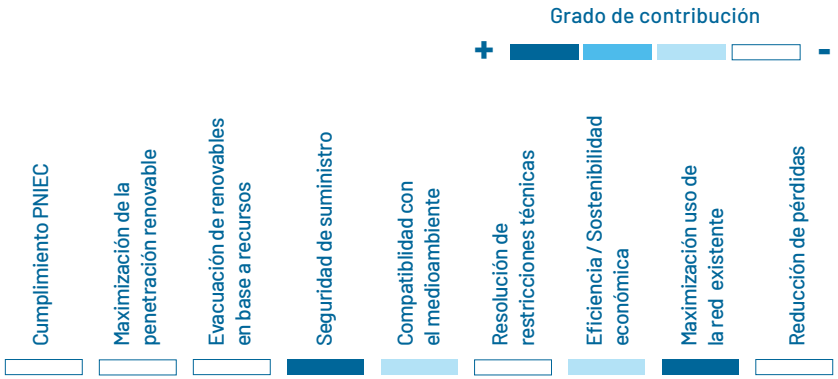
Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN
- M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación SdS_N_ESTE
Seguridad de suministro **Renovación Cinca 220 kV**

I Tabla de unidades físicas:

	220 kV
Posiciones (uds.)	5
Línea aérea (km)	18

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

I Listado de detalle de actuaciones:

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Cinca 220 kV	3	Conv.	RdT	2024
Cinca 220 kV	2	Conv.	RdT	> 2026

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
E/S en Cinca, de Monzón - Mequinenza 220 kV, cto 1	870	720	9	Línea	SdS	>2026

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación SdS_N_ESTE_Pcc
Seguridad de suministro **Modificación topológica en Gramanet (Pcc)**

I Descripción general:

Esta actuación consiste en cambiar la conexión del doble circuito entre Rubi - Gramanet B 220 kV dentro del binudo de Gramanet para conectarlo en las barras de Gramanet A y la repotenciación de Collblanc-BeguesB 1 y 2 220 kV.

I Motivación / Objetivos:

- Aumentar la calidad y seguridad de suministro en la zona.
- Reducir la necesidad de aplicación de restricciones técnicas en la zona.

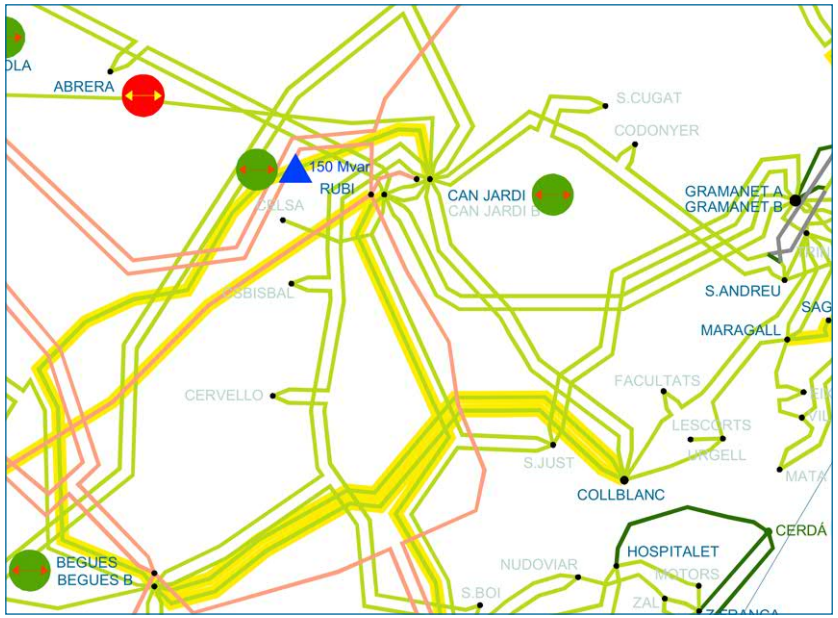
I Alternativas:

La alternativa a esta actuación analizada consiste en la construcción de la nueva subestación de Gramanet 400 kV, de mayor impacto social y medioambiental y mayor valor de inversión.

I Dimensión Europea:

No

I Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación SdS_N_ESTE_Pcc
Seguridad de suministro **Modificación topológica en Gramanet (Pcc)**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: 5 M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: 0 kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: 1.602 MWh/año*
Reducción de la ENS: 742 MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
7,3 M€	0,03 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5

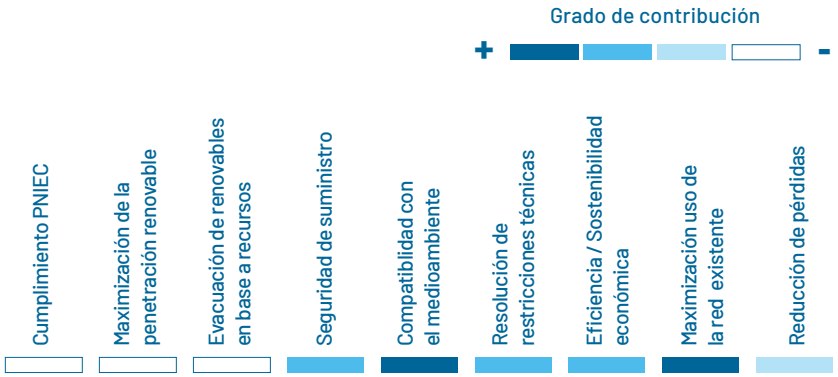
Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN
90 M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación SdS_N_ESTE_Pcc
Seguridad de suministro **Modificación topológica en Gramanet (Pcc)**

I Tabla de unidades físicas:

	220 kV
Posiciones (uds.)	1
Cables (km)	0,8
Repotenciación (km)	42

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

I Listado de detalle de actuaciones:

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Gramanet 220 kV [1]	1	Blind.	RdT	2022

Notas:
1. Traslado del DC Rubí-Gramanet B a Gramanet A.

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
DC Rubí - Gramanet 220 kV [1]	500	430	0,4	Cable	SdS	2022

Notas:
1. Traslado del DC Rubí-Gramanet B a Gramanet A.

Repotenciación de líneas	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Collblanc - Begues 220 kV, cto 1 [1]	630	550	21	Línea	SdS	2022
Collblanc - Begues 220 kV, cto 2 [2]	630	550	21	Línea	SdS	2022

Notas:
1. Repotenciación del tramo aéreo a 85º.
2. Repotenciación del tramo aéreo a 85º.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación SdS_N_OESTE
Seguridad de suministro **Nueva SE Abades 400 kV (Antigua Herreros)**

I Descripción general:

La actuación consiste en la unión de Tordesillas con Madrid en 400 kV incluyendo las siguientes actuaciones:

- Nueva subestación Abades 400 kV en E/S en la línea Tordesillas- La Cereal 400 kV.
- Nueva subestación Abades 220 kV.
- Nuevo transformador 1 Abades 400/220 kV.
- Nueva línea Abades-Otero 220 kV.
- Nueva línea Tordesillas-Las Arroyadas 220 kV.

I Motivación / Objetivos:

- Aumentar la seguridad y la calidad del suministro eléctrico de la zona de Madrid.
- Mejorar la integración de generación renovable existente y futura en la zona.
- Facilitar la alimentación del tren en Otero de Herreros 220 kV.

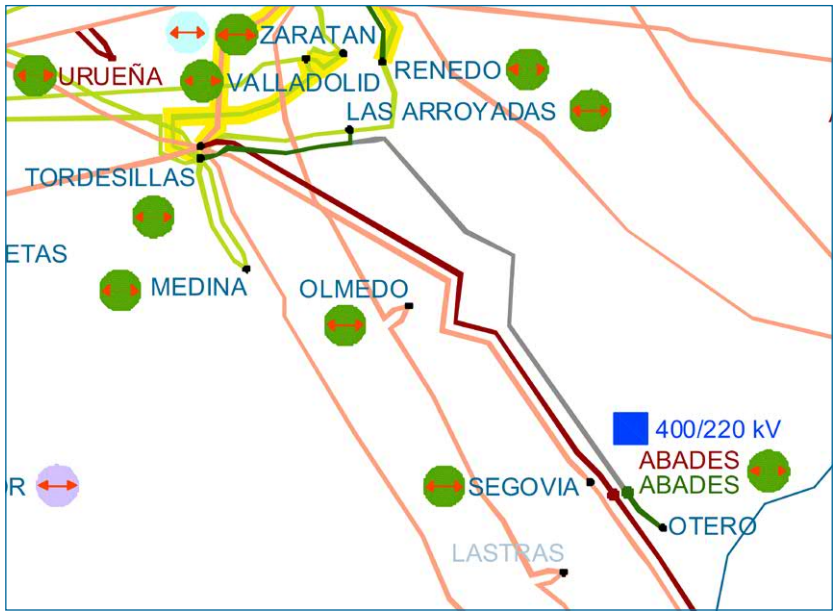
I Alternativas:

Soluciones que impliquen nuevas subestaciones de transporte en la zona de Otero presentan elevado riesgo de inviabilidad medioambiental.

I Dimensión Europea:

No

I Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación SdS_N_OESTE
Seguridad de suministro **Nueva SE Abades 400 kV (Antigua Herreros)**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
17,5 M€	0,43 M€/año

	Costes de Retribución									
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	1,8	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7

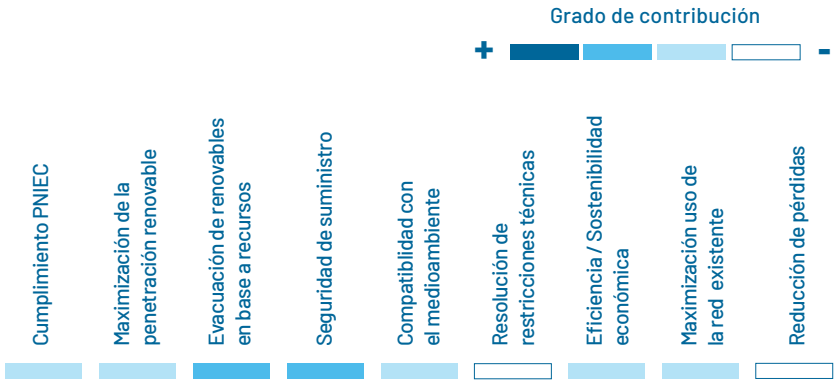
Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN
- M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación SdS_N_OESTE
Seguridad de suministro **Nueva SE Abades 400 kV (Antigua Herreros)**

I Tabla de unidades físicas:

	220 kV	400 kV
Posiciones (uds.)	4	5
Línea aérea (km)	13	2
Transformación a 220 kV (MVA)		200

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

I Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Abades 220 kV [1]	Intemp.	2024
Abades 400 kV [2]	Intemp.	2024

Notas:
1. Antigua SE Herreros 220 kV.
2. Antigua SE Herreros 400 kV.

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Abades 220 kV	3	Conv.	RdT	2024
Abades 400 kV	5	Conv.	RdT	2024
Las Arroyadas 220 kV	1	Blind.	RdT	2024

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
E/S en Abades, de Tordesillas - La Cereal 400 kV, cto 1	2.420	2.020	1	Línea	SdS	2024
Las Arroyadas - Tordesillas 220 kV, cto 2	491	411	0,1	Línea	SdS	2024
Otero - Abades 220 kV, cto 1	363	239	13	Línea	SdS	2024

Nuevos transformadores	MVA	Tipo	Motiv.	Prev.
Abades 400/220 kV, TF1	200	B.Trif.	SdS	2024

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación SdS_SUR_1
Seguridad de suministro **Refuerzo suministro Huelva (Costa de la Luz)**

I Descripción general:

Esta actuación refuerza el apoyo a la alimentación de la demanda de la faja pirítica en Huelva:

- Nuevo doble circuito Puebla de Guzmán-Costa de la Luz 220 kV.

I Motivación / Objetivos:

- Aumentar la seguridad y la calidad del suministro eléctrico de la zona de Huelva.
- Cumplir los procedimientos de operación en cuanto al mallado necesario en Puebla de Guzmán 220 kV.

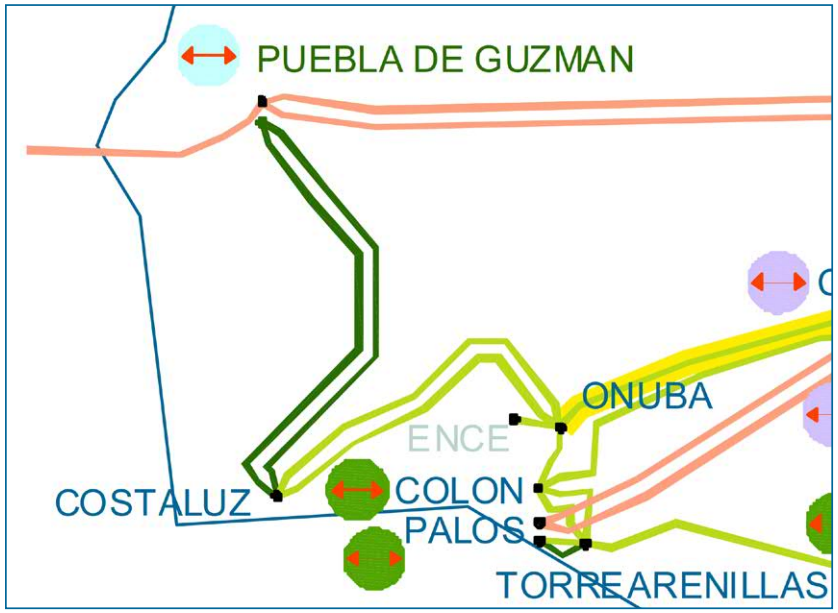
I Alternativas:

Soluciones de operación, DLR, repotenciación del eje de 220 kV existente o incremento de su capacidad no son soluciones que resuelvan la problemática de la zona puesto que es necesario dotar a las subestaciones de 220 kV de Costa de la Luz y Puebla de Guzmán de nuevas conexiones, en el caso de la primera para garantizar la seguridad de suministro de la zona y en el caso de la segunda para poder alimentar la red de distribución mediante el mallado de la subestación.

I Dimensión Europea:

No

I Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación SdS_SUR_1
Seguridad de suministro **Refuerzo suministro Huelva (Costa de la Luz)**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
23,4 M€	0,19 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	2,1	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9	1,9	1,8	1,8

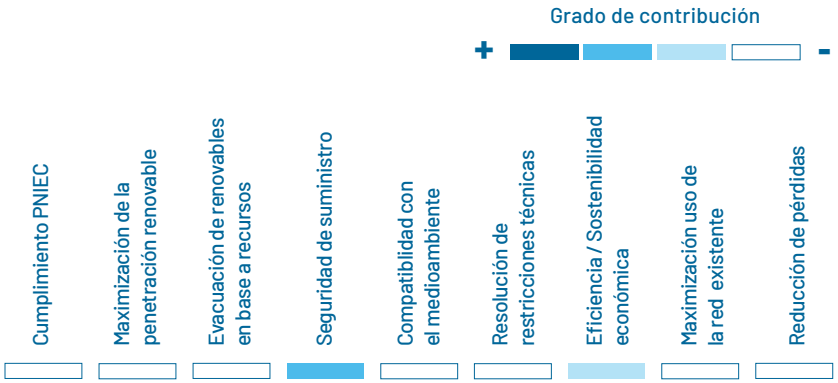
Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN
- M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación SdS_SUR_1
Seguridad de suministro **Refuerzo suministro Huelva (Costa de la Luz)**

Tabla de unidades físicas:

	220 kV
Posiciones (uds.)	4
Línea aérea (km)	66
Cables (km)	0,4

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Costa de La Luz 220 kV	2	Blind.	RdT	2025
Puebla de Guzmán 220 kV	2	Conv.	RdT	2025

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
DC Costa de La Luz - Puebla de Guzmán 220 kV	850	720	0,2	Cable	SdS	2025
DC Costa de La Luz - Puebla de Guzmán 220 kV	850	720	33	Línea	SdS	2025

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación SdS_SUR_2
Seguridad de suministro **Puerto de Santa María 220 kV**

I Descripción general:

Refuerzo de la alimentación de la subestación de Puerto de Santa María 220 kV:

- Nuevos circuitos de 220 kV Puerto Real-Cartuja y Puerto Real-Puerto de Santa María.

I Motivación / Objetivos:

- Aumentar la seguridad y la calidad del suministro eléctrico de la zona de Puerto de Santa María actualmente conectada al sistema mediante un solo circuito de 220 kV.
- Cumplir los procedimientos de operación en cuanto al mallado necesario en Puerto de Santa María 220 kV.

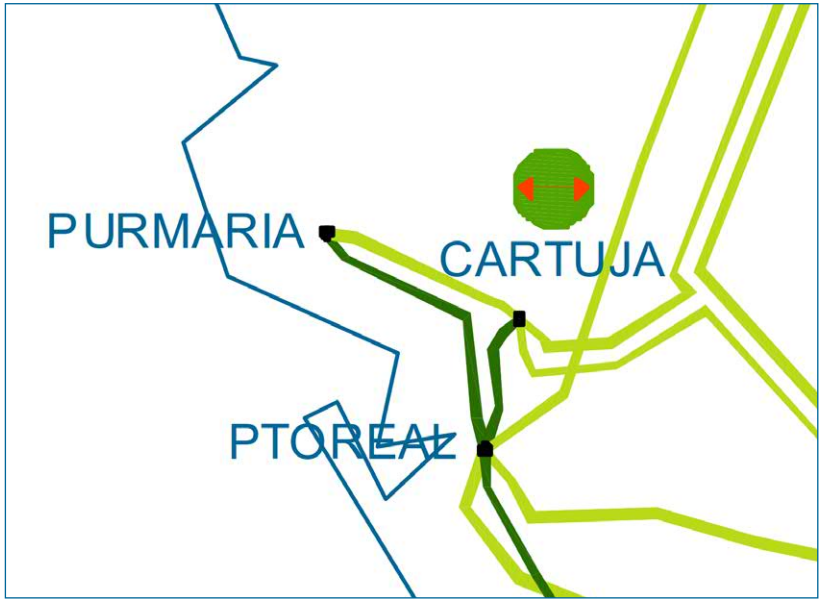
I Alternativas:

La necesidad de mallado solo se puede atender mediante la construcción de nuevas actuaciones.

I Dimensión Europea:

No

I Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación SdS_SUR_2
Seguridad de suministro **Puerto de Santa María 220 kV**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
13,1 M€	0,23 M€/año

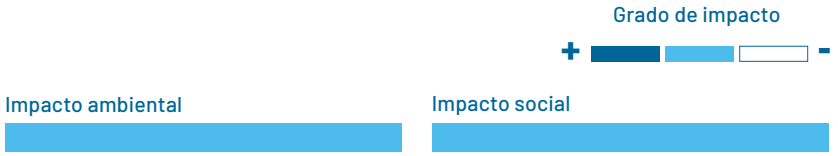
Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

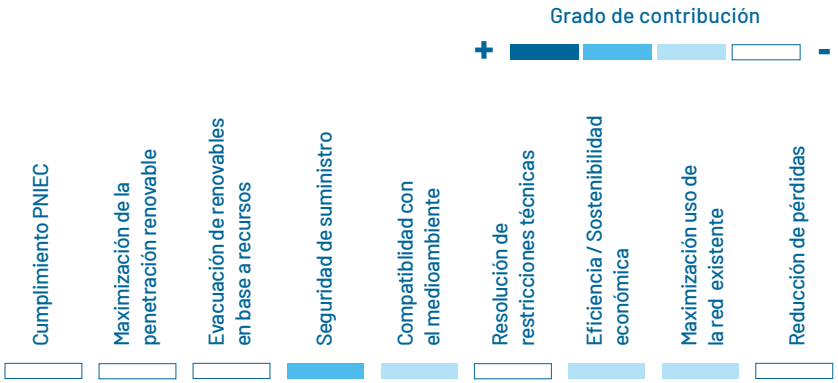
I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN
- M€

I Impacto socioambiental:



I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación SdS_SUR_2
Seguridad de suministro **Puerto de Santa María 220 kV**

Tabla de unidades físicas:

	220 kV
Posiciones (uds.)	5
Línea aérea (km)	36

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Cartuja 220 kV	1	Conv.	RdT	2024
Puerto de Santa María 220 kV	1	Conv.	RdT	2024
Puerto Real 220 kV	3	Conv.	RdT	2024

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
DC Puerto Real - Cartuja 220 kV	840	720	18	Línea	SdS	2024

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación SdS_SUR_3
Seguridad de suministro **Fiabilidad suministro Saleres**

I Descripción general:

La actuación consiste en duplicar el eje de 220 kV existente entre Granada capital y Órgiva:

- Nueva subestación Saleres 220 kV en E/S en la línea Gabias-Órgiva 220 kV.
- Nueva línea Illora-Saleres 220 kV (preparada para doble circuito).

I Motivación / Objetivos:

- Aumentar la seguridad y la calidad del suministro eléctrico en las subestaciones dependientes del eje de 220 kV entre Caparacena y Tabernas.
- Dotar de un punto de conexión mallado a la zona para apoyo a la red de distribución.
- Posibilitar la conexión de nueva generación renovable con permisos de acceso otorgados.

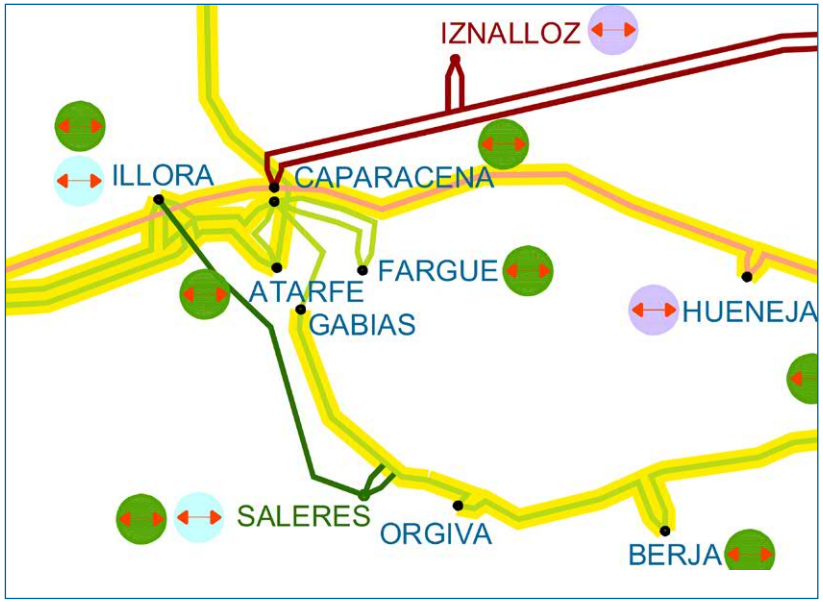
I Alternativas:

Esta actuación constituye en sí misma una alternativa al desarrollo de la red de transporte que recogía la planificación con horizonte 2015-2020, y permite adaptar la red de transporte a las necesidades detectadas en la zona en el nuevo horizonte de planificación mediante una solución de menor impacto social y ambiental.

I Dimensión Europea:

No

I Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación SdS_SUR_3
Seguridad de suministro **Fiabilidad suministro Saleres**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
26,4 M€	0,2 M€/año

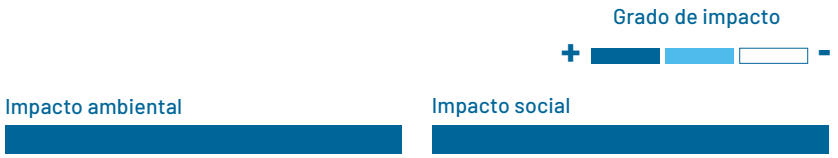
Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	2,3	2,3	2,3	2,2	2,2	2,1	2,1	2,1	2,0

Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

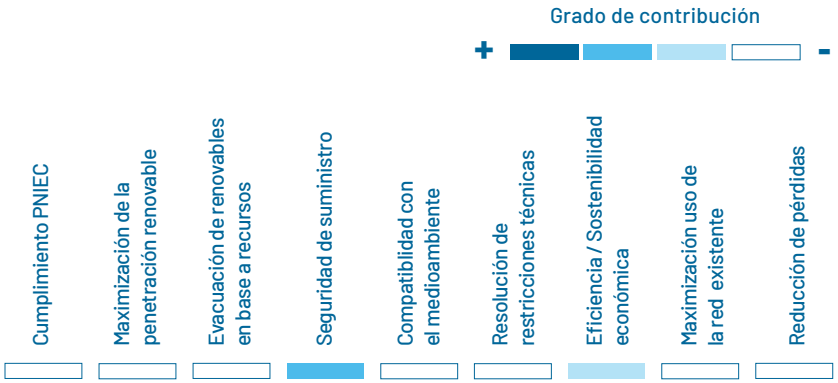
I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN
- M€

I Impacto socioambiental:



I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación SdS_SUR_3
Seguridad de suministro **Fiabilidad suministro Saleres**

Tabla de unidades físicas:

	220 kV
Posiciones (uds.)	5
Línea aérea (km)	56

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Saleres 220 kV	Intemp.	2024

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Íllora 220 kV	1	Conv.	RdT	2025
Saleres 220 kV	3	Conv.	RdT	2024
Saleres 220 kV	1	Conv.	RdT	2025

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
DC Íllora - Saleres 220 kV [1]	890	720	48	Línea	SdS	2025
E/S en Saleres, de Gabias - Órgiva 220 kV, cto 1	430	350	4	Línea	SdS	2024

Notas:
1. Doble circuito con tendido del primer circuito.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación SdS_SUR_Pcc
Seguridad de suministro **Binudo de Don Rodrigo**

I Descripción general: Nuevo binudo en la subestación Don Rodrigo 220 kV con dos acoplamientos longitudinales.

I Motivación / Objetivos: La generación existente y futura prevista en el entorno de Sevilla capital hace necesario este binudo para disminuir la potencia de cortocircuito en la zona y con ello aumentar la fiabilidad de la red de transporte.

I Alternativas: La alternativa consistiría en la sustitución de la aparamente por otra que permita mayores corrientes de cortocircuito en numerosas subestaciones de la zona por lo que su coste de inversión sería mucho más elevado.

I Dimensión Europea: No

I Mapa:

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

I Actuación SdS_SUR_Pcc
Seguridad de suministro **Binudo de Don Rodrigo**

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

I Beneficios:

Beneficio socioeconómico: - M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: - kt/año*
Integración adicional de renovables: - MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - MWh/año*
Reducción de la ENS: - MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

I Costes:

CAPEX	OPEX
2,2 M€	0,05 M€/año

Costes de Retribución										
Año	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
M€	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2

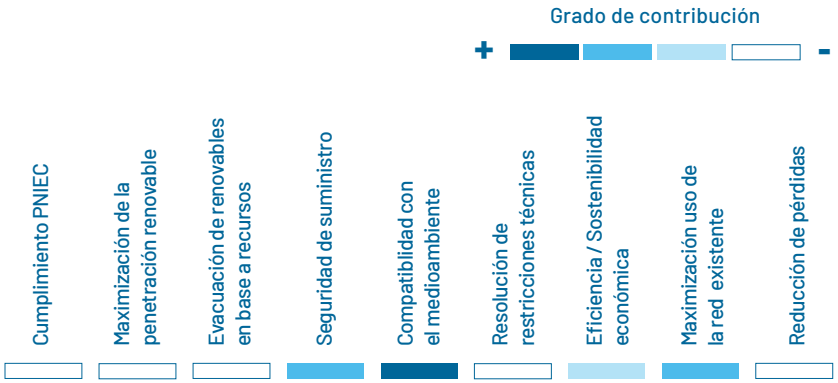
Nota: el CAPEX incluido en el análisis coste-beneficio considera los costes del proyecto completo en estudio, incluidas las actuaciones que puedan plantearse para más allá de 2026.

I Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN
- M€

I Impacto socioambiental:

I Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación SdS_SUR_Pcc
Seguridad de suministro **Binudo de Don Rodrigo**

Tabla de unidades físicas:

	220 kV
Posiciones (uds.)	2

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Don Rodrigo 220 kV	2	Blind.	RdT	2024

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuaciones con horizonte posterior a 2026

INTRODUCCIÓN

A continuación, se incluye un listado de las actuaciones que se prevén necesarias en un horizonte posterior al horizonte de planificación 2026 en las distintas comunidades autónomas, para cumplir con los objetivos establecidos en el PNIEC a 2030.

Mientras el horizonte de planificación es de seis años de acuerdo con la legislación vigente, el despliegue de algunas infraestructuras de la red de transporte requiere de largos periodos de estudio y tramitación administrativa y medioambiental, de resolución de dificultades técnicas y de coordinación entre distintos agentes. Estos factores aconsejan considerar, con carácter preliminar horizontes de planificación de más largo plazo. De acuerdo con la legislación del sector, la identificación de una actuación para una fecha posterior al periodo de planificación permite el inicio de los trámites administrativos pertinentes siempre que no afecten directamente a bienes y derechos de terceros.

La relación de actuaciones incluida a continuación incluye información referente a su motivación y observaciones. Dentro de las motivaciones, se considera:

- Integración de renovables y resolución restricciones técnicas (RRTT). Estas actuaciones reducen los costes del sistema. Se incluyen en este grupo, entre otras, actuaciones para la integración de energías renovables y la resolución de sobrecargas o problemas de tensión.
- Seguridad de suministro. Estas actuaciones evitan cortes de suministro locales o zonales. y garantizan la seguridad del sistema en su conjunto. Dentro de este grupo se incluirían actuaciones para la reducción de la corriente de cortocircuito o la eliminación de configuraciones en "T", entre otras.
- Apoyo a la red de distribución.
- Alimentación eje ferroviario.
- Almacenamiento. Actuaciones necesarias para el acceso de nuevas instalaciones de almacenamiento de energía.
- Interconexiones internacionales. Se trata de actuaciones necesarias para las conexiones internacionales.
- Enlaces entre sistemas. Se trata de conexiones Península-sistemas no peninsulares o interconexiones entre sistemas insulares.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

ACTUACIONES CON PUESTA EN SERVICIO POSTERIOR A 2026

Andalucía

ID	Actuaciones con p.e.s. posterior a 2026 en Andalucía	Información	
		Motivación	Observaciones
POS1	Doble circuito Villanueva del Rey-Guadame 400 kV. Uno de los circuitos tiene continuidad a Carmona aprovechando un circuito Carmona-Villanueva del Rey	Integración de renovables y resolución RRTT	
POS2	Doble circuito Guadame-Manzanares 400 kV	Integración de renovables y resolución RRTT	
POS3	Reactancias 1 y 2 Villanueva del Rey 400 kV de 150 Mvar	Integración de renovables y resolución RRTT	
POS4	Nuevo transformador 1 Villanueva del Rey 400/220 kV de 600MVA	Integración de renovables y resolución RRTT	

Aragón

ID	Actuaciones con p.e.s. posterior a 2026 en Aragón	Información	
		Motivación	Observaciones
POS5	Interconexión España-Francia HVDC Aragón-Pirineos Atlánticos	Interconexiones internacionales	Proyecto TYNDP270 PCI 2.27.1
POS6	Subestación Ejea de los Caballeros 400 kV, con entrada-salida de las líneas La Serna-Magallón y Magallón-Peñaflor 400 kV	Integración de renovables y resolución RRTT	
POS7	Nueva entrada-salida en Cinca de la línea Monzón-Mequinenza 220 kV	Seguridad de suministro	
POS8	Repotenciación Magallón-Moncayo 220 kV	Integración de renovables y resolución RRTT	
POS9	Doble circuito Los Vientos-Cariñena y transformador Cariñena 400/220 kV AT1	Integración de renovables y resolución RRTT	
POS10	Reactancia 1 Platea 400 kV de 150 Mvar	Integración de renovables y resolución RRTT	

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

ACTUACIONES CON PUESTA EN SERVICIO POSTERIOR A 2026

Asturias

ID	Actuaciones con p.e.s. posterior a 2026 en Asturias	Información	
		Motivación	Observaciones
POS11	Subestación Abres 400 kV, con entrada-salida de la línea Boimente-Pesoz 400 kV, cto 1	Apoyo a la red de distribución	Posible conexión de generación eólica marina
POS12	Línea Gozón-Reboria 400 kV, subestación Reboria 400 y 220 kV. Transformador 400/220 kV Reboria	Seguridad de suministro	
POS13	Línea Reboria-Sama 400 kV y subestación Sama 400 kV Entrada-salida en Sama de la línea Lada-Pola de Gordón 400 kV	Seguridad de suministro	

Baleares

ID	Actuaciones con p.e.s. posterior a 2026 en Baleares	Información	
		Motivación	Observaciones
POS14	Interconexión Mallorca-Menorca 132 kV entre San Martín y Oeste, y reactancias asociadas. Nueva subestación San Martín 132 kV y transformadores 220/132 kV. Nueva subestación Oeste 132 kV, con entrada-salida de la línea Ciudadela-Es Mercadal 132 kV	Enlaces entre sistemas	Cable submarino de corriente alterna
POS15	Subestación Son Noguera 66 kV. Entrada-salida en Son Noguera de la línea Arenal-Lluçmajor 66 kV, cto 1	Apoyo a la red de distribución	Línea preparada para 132 kV
POS16	Un compensador síncrono de 100 MVA en Santa Ponsa 220 kV	Enlaces entre sistemas	
POS17	Un compensador síncrono de 100 MVA en Valldurgent 220 kV	Enlaces entre sistemas	
POS18	Dos compensadores síncronos de 100 MVA en Llubí 220 kV	Enlaces entre sistemas	

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

ACTUACIONES CON PUESTA EN SERVICIO POSTERIOR A 2026

Canarias

ID	Actuaciones con p.e.s. posterior a 2026 en Canarias	Información	
		Motivación	Observaciones
POS19	Interconexión Gran Canaria-Fuerteventura	Enlaces entre sistemas	Tecnología pendiente de definición
POS20	Doble E/S de La Rosas 220 kV en Granadilla-Caletillas 220 kV y en El Porís-Buenos Aires 220 kV. E/S de La Rosas 66 kV en Porís-Candelaria 66 kV y nuevo transformador Las Rosas 220/66 kV AT2 Binudo de las Rosas 220 kV	Integración de renovables y resolución RRTT	
POS21	Segundo circuito del DC Sta Águeda – Arguineguín 66 kV cto 3 y 4	Apoyo a la red de distribución	
POS22	Cambio topológico con baja de Jinamar-Lomo Apolinario y alta de Sabinal-Lomo Apolinario 66 kV	Seguridad de suministro	
POS23	Subestación Antigua 132 kV, con entrada-salida en línea Pto del Rosario-Gran Tarajal 132 kV cto 1	Integración de renovables y resolución RRTT	
POS24	Subestación Fuencaliente 66 kV, con entrada-salida en Valle de Aridane-Las Breñas 66 kV cto 2	Integración de renovables y resolución RRTT	
POS25	Subestación Haría 66 kV y DC Callejones-Haría 66 kV	Integración de renovables y resolución RRTT/ Apoyo a la red de distribución	

Cantabria

ID	Actuaciones con p.e.s. posterior a 2026 en Cantabria	Información	
		Motivación	Observaciones
POS26	Línea/cable Cacicedo-Puente de San Miguel 220 kV	Seguridad de suministro	

Castilla la Mancha

ID	Actuaciones con p.e.s. posterior a 2026 en Castilla la Mancha	Información	
		Motivación	Observaciones
POS27	Doble circuito Manchega-Romica 400 kV	Integración de renovables y resolución RRTT	
POS28	Doble circuito Belinchón-Morata 3 y 4	Integración de renovables y resolución RRTT	
POS29	Línea Manzanares-Picón 400 kV, subestación Picón 400 kV Transformador 400/220 kV Picón	Integración de renovables y resolución RRTT	
POS30	Doble circuito Guadame-Manzanares 400 kV	Integración de renovables y resolución RRTT	
POS31	Reactancia 1 Manchega 400 kV de 150 Mvar	Integración de renovables y resolución RRTT	
POS32	Ampliación de la subestación de Talavera 220 kV	Apoyo a la red de distribución	
POS33	Ampliación de la subestación de Huelves 220 kV	Apoyo a la red de distribución	

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

ACTUACIONES CON PUESTA EN SERVICIO POSTERIOR A 2026

Castilla y León

ID	Actuaciones con p.e.s. posterior a 2026 en Castilla y León	Información	
		Motivación	Observaciones
POS34	Línea de doble circuito Almazán-Medinaceli 400 kV	Integración de renovables y resolución RRTT	
POS35	Ampliación de la subestación Vilecha 400 kV	Apoyo a la red de distribución	
POS36	Nuevo transformador 1 Villalbilla 400/220 kV de 600MVA	Integración de renovables y resolución RRTT	

Cataluña

ID	Actuaciones con p.e.s. posterior a 2026 en Cataluña	Información	
		Motivación	Observaciones
POS37	Nueva SE de Valdonzella 220 kV como E/S en Vilanova-Mata 220 kV	Apoyo a la red de distribución	
POS38	Reactancia 1 Els Aubals 400 kV de 150 Mvar Reactancia 1 La Secuita 400 kV de 150 Mvar	Integración de renovables y resolución RRTT	
POS39	FACTS de Pierola 400 kV	Seguridad de suministro	

Valencia

ID	Actuaciones con p.e.s. posterior a 2026 en Valencia	Información	
		Motivación	Observaciones
POS40	Nueva subestación Assegador 220 kV y nueva entrada-salida en subestación Assegador 220 kV del cable La Plana-Bechí 220 kV. Nueva línea La Plana-Assegador 2 220 kV	Apoyo a la red de distribución	
POS41	Ampliación de la subestación de Aldaia 220 kV	Apoyo a la red de distribución	
POS42	Nuevo transformador en Castellón 400/220 kV de 600 MVA	Seguridad de suministro	Incluida en la Planificación 2015-2020, como El Serrallo
POS43	Nuevo desfasador en subestación Godelleta 400 kV	Seguridad de suministro	
POS44	Nuevo binudo en subestación Torrente 220 kV	Seguridad de suministro	

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

ACTUACIONES CON PUESTA EN SERVICIO POSTERIOR A 2026

Extremadura

ID	Actuaciones con p.e.s. posterior a 2026 en Extremadura	Información	
		Motivación	Observaciones
POS45	Nuevo doble circuito San Serván – Alange 400 kV	Integración de renovables y resolución RRTT	
POS46	Nuevo doble circuito Alange –La Serena 400 kV	Integración de renovables y resolución RRTT	
POS47	Nueva entrada-salida en Valdecaballeros 400 kV de la línea Almaraz-Guadame 400 kV	Integración de renovables y resolución RRTT	
POS48	Subestación Santos de Maimona 220 kV con entrada-salida de Guillena – Mérida 220 kV	Apoyo a la red de distribución	
POS49	Ampliación de la subestación La Serena 400 kV	Apoyo a la red de distribución	

Galicia

ID	Actuaciones con p.e.s. posterior a 2026 en Galicia	Información	
		Motivación	Observaciones
POS50	Refuerzos en la red de transporte para la integración del almacenamiento hidráulico en Galicia	Integración de renovables y resolución RRTT/ Almacenamiento	

La Rioja

No hay ninguna actuación.

Comunidad de Madrid

ID	Actuaciones con p.e.s. posterior a 2026 en Comunidad de Madrid	Información	
		Motivación	Observaciones
POS51	Doble circuito Cisneros-Complutum 220 kV	Seguridad de suministro	Precisa tramo de cable de cobre 2.500 mm^2
POS52	Línea/cable Aena-Campo de las Naciones 220 kV	Seguridad de suministro	
POS53	Nuevo cable Begoña-Fuente Hito 220 kV	Seguridad de suministro	Precisa tramo de cable de cobre 2.500 mm^2
POS54	Bypass operable en Parque de Ingenieros 220 kV de las líneas Parque Ingenieros-Villaverde Bajo,2 220 kV y Parque Ingenieros-Aguacate formándose una línea provisional Aguacate-Villaverde Bajo 220 kV	Seguridad de suministro	
POS55	Incremento de capacidad con cambio de conductor en la línea Coslada-Villaverde 220 kV	Seguridad de suministro	
POS56	Nueva subestación Cristo de Rivas 220 kV. Nueva entrada-salida en Cristo de Rivas de la línea Loeches-Vallecas 220 kV, cto 1	Apoyo a la red de distribución	
POS57	Ampliación de la subestación de Morata 220 kV	Apoyo a la red de distribución	
POS58	Reactancia 2 Torrejón de Velasco 400 kV de 150 Mvar	Integración de renovables y resolución RRTT	

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

ACTUACIONES CON PUESTA EN SERVICIO POSTERIOR A 2026

Murcia

No hay ninguna actuación.

Navarra

ID	Actuaciones con p.e.s. posterior a 2026 en Navarra	Información	
		Motivación	Observaciones
POS59	Interconexión España-Francia HVDC Navarra-Frontera Francesa desde nueva subestación Olza 400 kV, con entrada-salida de la línea Ichaso-Muruarte/ Castejón 400 kV	Interconexiones internacionales	Proyecto TYNDP276 PCI 2.27.2
POS60	Ampliación de subestación Olza 400 kV	Alimentación eje ferroviario	Alternativa a Irañeta 220kV E/S en las líneas Ichaso-Orcoyen 220kV
POS61	Ampliación de la subestación de Tafalla 220 kV	Alimentación eje ferroviario	
POS62	Nuevo eje Tierra Estella-Laguardia 220 kV	Seguridad de Suministro	
POS63	Ampliación de subestación Tierra Estella 220 kV	Apoyo a la red de distribución	

País Vasco

ID	Actuaciones con p.e.s. posterior a 2026 en País Vasco	Información	
		Motivación	Observaciones
POS64	Nueva línea Tierra Estella-Laguardia 220 kV	Seguridad de Suministro	
POS65	Nueva línea-cable Arkale-Irún 220 kV, cto 2	Seguridad de suministro	
POS66	Ampliación de la subestación de Jundiz 220 kV	Apoyo a la red de distribución	
POS67	Transformador ATP-2 400/220 kV de 600 MVA en la subestación de Gatica	Integración de renovables y resolución RRTT/ Interconexiones internacionales	Proyecto TYNDP378

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación INT_ESP-FRA_4
Interconexiones internacionales
España-Francia por los Pirineos (Navarra-Landes)

Descripción general:

El proyecto consiste en una nueva interconexión entre España y Francia por la zona oeste de los pirineos entre la región de Olza en España y Cantegrit en Francia. Esta nueva interconexión será en corriente continua, con tecnología VSC y formada por dos monopolos simétricos de 1.000 MW cada uno.

Motivación / Objetivos:

- Integración de España y la península ibérica en el mercado único europeo contribuyendo a reducir la diferencia de precios entre países.
- Contribuir a integrar la energía renovable existente y futura en toda Europa, y especialmente en España y la península ibérica.
- Reducir el aislamiento eléctrico de España y la península ibérica, y mejorar su nivel de interconexión de cara a cumplir los objetivos fijados por la UE.
- Cumplir los acuerdos intergubernamentales de la Declaración de Madrid y los valores de intercambio del escenario objetivo 2030 de PNIEC.

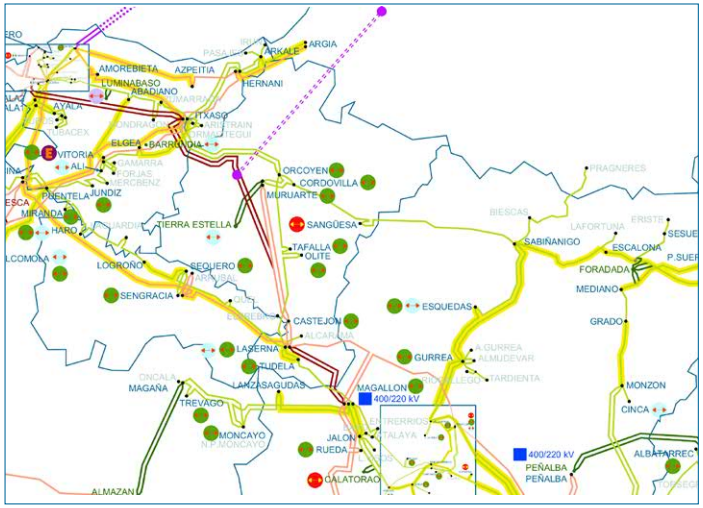
Alternativas:

Para mantener una distribución de flujos equilibrada entre España y Francia tras la puesta en servicio de la interconexión submarina por el Golfo de Vizcaya y alcanzar el nivel de interconexión objetivo de 8.000 MW se plantean dos nuevos proyectos que cruzan los Pirineos. Para aumentar la aceptación del proyecto por las poblaciones locales y maximizar el respeto al medio ambiente la interconexión será soterrada en corriente continua.

Dimensión Europea:

Sí / Proyecto 276 del TYNDP 2020 y Proyecto PIC 2.27.2 en la lista 2019.

Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación INT_ESP-FRA_4
Interconexiones internacionales
España-Francia por los Pirineos (Navarra-Landes)

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

Beneficios:

Beneficio socioeconómico: 93 M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: 523 kt/año*
Integración adicional de renovables: 3.628.000 MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - 1.750.000 MWh/año*
Reducción de la ENS: 3.623 MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

Costes:

CAPEX	OPEX
1.470 M€	9,5 M€/año

Costes de Retribución

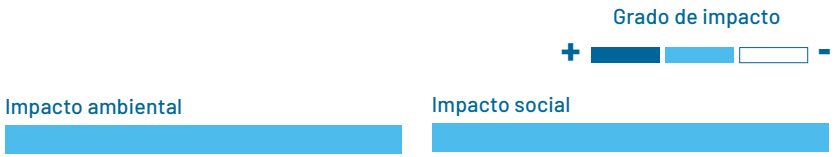
Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
M€	0,0	111,1	109,2	107,4	105,6	103,8	102,0	100,2	98,3	96,5

Nota: El CAPEX indicado corresponde a la inversión del proyecto completo de interconexión, sin perjuicio del acuerdo que se alcance de reparto de costes entre las partes. Los resultados del análisis coste-beneficio son los correspondientes al escenario "National Trends 2030" de la planificación decenal europea 2020 (TYNDP 2020) y consideran tanto los costes como beneficios del sistema interconectado, siguiendo la metodología utilizada en ENTSOE.

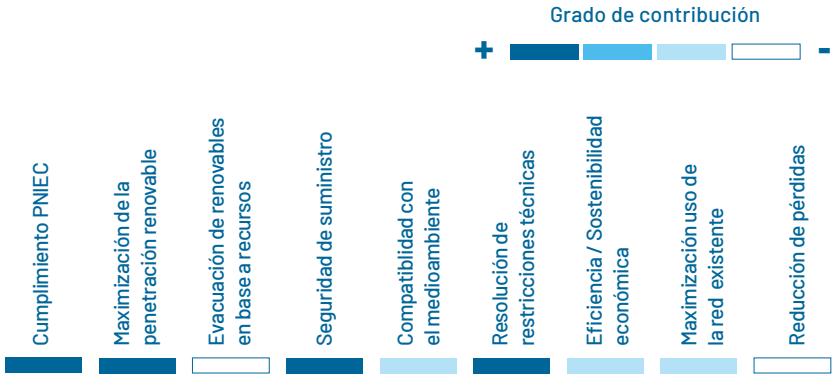
Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN
228 M€

Impacto socioambiental:



Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación INT_ESP-FRA_4
Interconexiones internacionales
España-Francia por los Pirineos (Navarra-Landes)

Tabla de unidades físicas:

	400 kV
Posiciones (uds.)	9
Enlace HVDC (km)	225

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Olza 400 kV	Intemp.	> 2026

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Olza 400 kV	9	Conv.	RdT	> 2026

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Olza - Cantegrit 400 kV, cto 1 [1]	2.000	2.000	225	HVDC	INT	> 2026

Notas:
1. Enlace HVDC con 2 monopolos simétricos.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación INT_ESP-FRA_5
Interconexiones internacionales
España-Francia por los Pirineos (Aragón-Pirineos Atlánticos)

Descripción general:

El proyecto consiste en una nueva interconexión entre España y Francia por la zona central de los pirineos entre la región de Aragón en España y Marsillon en Francia. Esta interconexión será en corriente continua, con tecnología VSC y formada por dos monopolos simétricos de 1.000 MW cada uno.

Motivación / Objetivos:

- Integración de España y la península ibérica en el mercado único europeo contribuyendo a reducir la diferencia de precios entre países.
- Contribuir a integrar la energía renovable existente y futura en toda Europa, y especialmente en España y la península ibérica.
- Reducir el aislamiento eléctrico de España y la península ibérica, y mejorar su nivel de interconexión de cara a cumplir los objetivos fijados por la UE.
- Cumplir los acuerdos intergubernamentales de la Declaración de Madrid y los valores de intercambio del escenario objetivo 2030 de PNIEC.

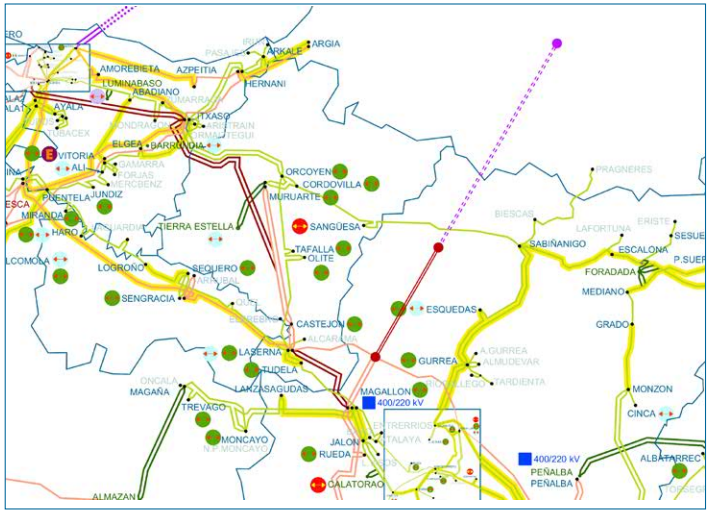
Alternativas:

Para mantener una distribución de flujos equilibrada entre España y Francia tras la puesta en servicio de la interconexión submarina por el golfo de Vizcaya y alcanzar el nivel de interconexión objetivo de 8.000 MW se plantean dos nuevos proyectos que cruzan los Pirineos. Para aumentar la aceptación del proyecto por las poblaciones locales y maximizar el respeto al medio ambiente la interconexión será soterrada en corriente continua.

Dimensión Europea:

Sí / Proyecto 270 del TYNDP 2020 y Proyecto PIC 2.27.1 en la lista 2019.

Mapa:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación INT_ESP-FRA_5
Interconexiones internacionales
España-Francia por los Pirineos (Aragón-Pirineos Atlánticos)

Análisis Coste-Beneficio Multicriterio

Beneficios:

Beneficio socioeconómico: 93 M€/año	Reducción de emisiones de CO_2: 523 kt/año*
Integración adicional de renovables: 3.628.000 MWh/año	Reducción en pérdidas del sistema: - 1.750.000 MWh/año*
Reducción de la ENS: 3.623 MWh/año*	Reducción de generación necesaria: - MW

Nota: * un valor negativo significa la existencia de aumento de emisiones, pérdidas o ENS.

Costes:

CAPEX	OPEX
1.170 M€	6.03 M€/año

Costes de Retribución

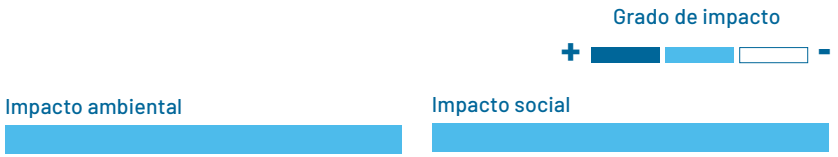
Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
M€	0,0	103,4	101,6	99,9	98,1	96,3	94,5	92,8	91,0	89,2

Nota: El CAPEX indicado corresponde a la inversión del proyecto completo de interconexión, sin perjuicio del acuerdo que se alcance de reparto de costes entre las partes. Los resultados del análisis coste-beneficio son los correspondientes al escenario "National Trends 2030" de la planificación decenal europea 2020 (TYNDP 2020) y consideran tanto los costes como beneficios del sistema interconectado, siguiendo la metodología utilizada en ENTSOE.

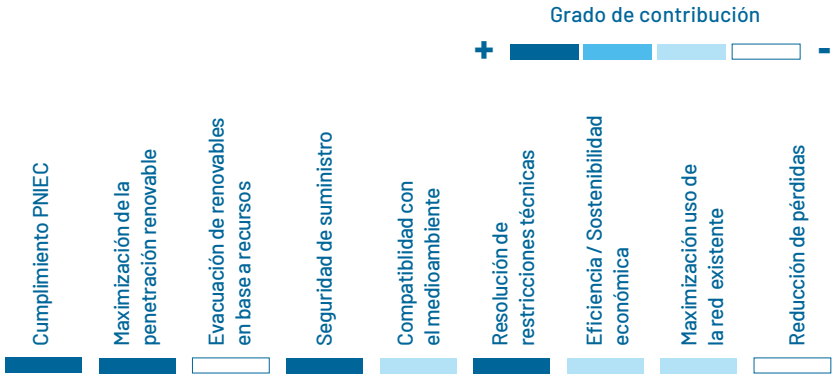
Rentabilidad:

Rentabilidad: VAN
469 M€

Impacto socioambiental:



Contribución a principios rectores:



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Actuación INT_ESP-FRA_5
Interconexiones internacionales
España-Francia por los Pirineos (Aragón-Pirineos Atlánticos)

Tabla de unidades físicas:

	400 kV
Posiciones (uds.)	15
Línea aérea (km)	220
Enlace HVDC (km)	230

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independietemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones:

Nuevas subestaciones	Tipo	Prev.
Aragón Región 400 kV	Intemp.	> 2026
Ejea de los Caballeros 400 kV	Intemp.	> 2026

Listado de detalle de actuaciones (continuación):

Ampliación de subestaciones	uds.	Tipo	Motiv.	Prev.
Aragón Región 400 kV	6	Conv.	RdT	> 2026
Ejea de los Caballeros 400 kV	9	Conv.	RdT	> 2026

Nuevas líneas/cables	MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Aragón Región - Marsillon EC 400 kV, cto 1 [1]	2.000	2.000	230	HVDC	INT	> 2026
DC Ejea de los Caballeros - Aragón Región 400 kV			110	Línea	INT	> 2026

Notas:
1. Enlace HVDC con 2 monopolos simétricos.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Anexos

III: ANEXOS TÉCNICOS

Introducción

Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)

Metodología de análisis

Resultados

Anexos

I: Red de partida

II: Nuevas actuaciones

III: Anexos técnicos

ÍNDICE

1. ANEXO- NECESIDADES DE GENERACIÓN SÍNCRONA MÍNIMA

1.1. Necesidades de generación síncrona mínima

2. ANEXO- ANÁLISIS DE EQUIPOS PARA AMORTIGUAMIENTO DE OSCILACIONES INTER-ÁREA

2.1. Introducción

2.2. Análisis de equipos para amortiguar oscilaciones inter-área

2.2.1. Dispositivos FACTS

2.2.2. Ubicación más efectiva para dispositivos FACTS

2.3. Necesidades estructurales del sistema para amortiguar oscilaciones inter-área

2.4.Referencias

3.ANEXO- COMPENSADORES SÍNCRONOS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO BALEAR: JUSTIFICACIÓN TÉCNICA

3.1. Introducción

3.2. Problemáticas de operación ante un SEB 100 % descarbonizado

3.3. Soluciones tecnológicas disponibles

3.4. Estudios justificativos de la necesidad de compensadores síncronos

3.5. Conclusiones

4. ANEXO- COMPENSADORES SÍNCRONOS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO CANARIO: JUSTIFICACIÓN TÉCNICA

4.1.Integración de MPE en redes débiles

4.2.Influencia de compensadores síncronos en el tamaño de las ZIE

4.3.Conclusiones

5. ANEXO- CAPACIDAD DE TRANSPORTE DINÁMICA

5.1. Dynamic Line Rating (DLR) como alternativa al desarrollo de la RdT

5.2. Criterios para la identificación del DLR como solución para la planificación 2021-2026. Beneficios para el sistema

5.3. Aplicabilidad del DLR

6. ANEXO - CALIDAD DE SERVICIO Y RELACIÓN CON CARACTERÍSTICAS DE LA RED DE TRANSPORTE

6.1. Situación histórica de la calidad de servicio de la red de transporte en el conjunto de los sistemas peninsular, balear y canarios

6.2. Análisis de la influencia sobre la calidad de servicio de la topología y mallado de la red de transporte

7. ANEXO – ANÁLISIS CBA CON PINT SECUENCIAL EN EL PROYECTO DEL REFUERZO DE LA CONEXIÓN ELÉCTRICA ENTRE LA PENÍNSULA Y BALEARES

7.1. Introducción

7.2. Análisis PINT secuencial de las actuaciones del refuerzo de la interconexión entre Península y Baleares

7.2.1. Análisis CBA de los sistemas de almacenamiento en baterías

7.2.2. Análisis CBA de los compensadores síncronos

7.2.3. Análisis CBA del segundo enlace HVDC entre Península y Baleares

7.2.4. Conclusiones

8. ANEXO- ANALISIS DEL REFUERZO DE LA INTERCONEXIÓN ENTRE ESPAÑA Y MARRUECOS

1. Anexo - Necesidades de generación síncrona mínima

1.1. Necesidades de generación síncrona mínima

La transición energética y la trasformación de un sistema eléctrico basado en generadores síncronos convencionales a un sistema eléctrico dominado por tecnologías como la eólica y la fotovoltaica, no conectadas síncronamente a la red, sino a través de una interfaz de electrónica de potencia (EP), supone un cambio de paradigma sin igual.

Los generadores síncronos son máquinas rotativas que transforman energía mecánica en energía eléctrica, que giran a una velocidad "constante" y mantienen un vínculo rígido con la frecuencia de la red. Su respuesta ante perturbaciones viene fundamentalmente marcada por leyes físicas electromagnéticas, derivadas de sus características constructivas. De esta manera, son capaces de aportar al sistema determinadas propiedades (inercia, potencia de cortocircuito…) de manera intrínseca e instantánea.

La tecnología eólica y fotovoltaica, tecnologías que van a dominar el mix energético en los próximos años, son tecnologías en las que la interfaz de EP que se interpone entre el generador y la red, hace que su respuesta ante perturbaciones sea fundamentalmente derivada del diseño y programación de sus controles. A día de hoy, y con carácter general[1], este tipo de tecnología carece de capacidad de proveer respuesta inercial y de establecer la frecuencia. Además, su inyección de corriente ante cortocircuito difiere de la respuesta inherente y natural de los generadores síncronos introduciendo retrasos en su respuesta.

El sistema eléctrico, para funcionar de manera segura y estable, necesita disponer de determinadas capacidades: respuesta inercial, fijación de la frecuencia *(grid forming)*, niveles mínimos de potencia de cortocircuito, control dinámico de tensión… que, si no son provistas por las tecnologías basadas en electrónica de potencia, tienen que ser provistas por tecnologías síncronas. Incluso bajo el supuesto de que la generación eólica y fotovoltaica futura proveen ciertos requerimientos técnicos de acuerdo a la Orden Ministerial por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión, TED/749/2020, se identifica que es necesario mantener acoplada en el sistema una cantidad mínima de generadores síncronos. Esta generación síncrona mínima imprescindible para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico, se conoce como "must-run síncrono" (MRS).

Los casos de estudios del plan de desarrollo se han generado considerando un "must-run síncrono" sin emisiones basado en generación nuclear, hidráulica fluyente y termosolar.

El MRS viene determinado por la potencia, ubicación y tecnología de los grupos síncronos acoplados en cada escenario, así como por las capacidades técnicas de todos los generadores acoplados (síncronos y no síncronos). Habida cuenta de las diferentes capacidades técnicas y características particulares de las distintas tecnologías de generación síncrona, no existe una solución única de "must-run", o dicho de otro modo, en función de la tecnología síncrona acoplada, el número de grupos síncronos acoplados necesarios puede diferir.

1 Tanto la emulación de inercia como la tecnología *grid forming* para fijar la frecuencia (la tecnología actual basada en la electrónica de potencia sigue la frecuencia de la red fijada por los generadores síncronos), no son en la actualidad desarrollos suficientemente maduros, que se incorporen de facto a los generadores eólicos y fotovoltaicos que se instalan en el sistema.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Aquella generación síncrona que se identifique que ha de pertenecer al "must-run" sería la que en permanencia debería estar acoplada en el sistema, y por tanto, en caso de que el propio mercado no la garantizara, debería ser acoplada por restricciones técnicas por motivos de estabilidad. Desde el punto de vista del "must-run", lo relevante no es la potencia producida por los grupos, sino la potencia síncrona nominal conectada. Es decir, los grupos, una vez acoplados, podrían estar con cualquier valor de producción.

Estudios realizados por el operador del sistema en el marco de los escenarios del PNIEC han permitido identificar distintas configuraciones MRS en función de las tecnologías de generación. En particular se ha identificado para el sistema eléctrico peninsular español:

- MRS Térmico: "must-run" formado por grandes grupos térmicos (nucleares y ciclos combinados), de acuerdo con la práctica tradicional en la operación de acoplar grupos térmicos por restricciones de estabilidad.
- MRS Sin Emisiones: "must-run" formado por nucleares y renovable. En este "must-run" se sustituye la participación de los ciclos combinados por generación renovable termosolar e hidráulica. Dentro de la hidráulica se da preferencia a la fluyente, seguida del bombeo, y por último la hidráulica no fluyente y no bombeo.
  - Para el horizonte del plan de desarrollo de la red de transporte 2026, en el ámbito del sistema eléctrico peninsular, el MRS Térmico lo constituye la generación nuclear (al menos 5 grupos nucleares conectados), y 5 grupos térmicos de ciclo combinado distribuidos a lo largo de la geografía peninsular. El MRS Sin emisiones, estaría formado por generación nuclear (al menos 5 grupos nucleares conectados), junto con la hidráulica fluyente del sistema (unos 3.750 MW de potencia nominal acoplada, independientemente de su producción, que podría ser muy inferior) y generación termosolar (unos 860 MW de potencia nominal conectada, independientemente de cuál sea su valor de producción, que podría ser muy inferior).
  - En el marco de los estudios del plan de desarrollo de la red de transporte 2021-2026, todos los casos de estudio (8.760 casos horarios en el horizonte 2026) se han generado teniendo siempre en cuenta la generación síncrona mínima requerida para satisfacer las necesidades de estabilidad del sistema. Se han generado

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

los casos horarios de estudio bajo la premisa de un MRS sin emisiones, si bien, en aquellos escenarios en los que la generación síncrona sin emisiones conectada no satisfacía el requerimiento de MRS, se han acoplado los generadores térmicos (ciclos combinados) equivalentes necesarios.

- La principal problemática que se vislumbra ante reducida generación síncrona conectada en el sistema eléctrico peninsular, son las desconexiones masivas de generación ante perturbaciones (cortocircuitos) en la red. Existe un límite de desconexión máxima de generación, cuya cota superior son 3.000 MW correspondiente al valor de desequilibrio generación-demanda para el dimensionamiento de las reservas de regulación primaria (FCR – Frequency Containment Reserves) a nivel europeo. En todo caso, en función del escenario concreto, el límite puede ser inferior motivado por limitaciones nacionales de estabilidad. Reducir la presencia de generadores síncronos hasta los niveles de "must-run" identificados, conlleva la propagación de los huecos de tensión a extensiones mayores así como una mayor profundidad de los mismos, derivado de la reducción de los niveles de potencia de cortocircuito en el sistema. Esta situación provoca un aumento muy significativo de la generación EP que se desconectaría por carecer de capacidad de soportar huecos de tensión ante faltas, respecto a la que lo haría en escenarios con una mayor participación de generación síncrona. En este sentido, es importante señalar que para hacer posible un valor de "must-run" muy reducido, como los considerados para los estudios del plan de desarrollo de la red de transporte 2021-2026 antes referidos, e incrementar la producción desde fuentes renovables, se requiere dotar o exigir la capacidad para soportar huecos de tensión de la generación EP que no dispone de ella:
  - Es necesario que generadores eólicos y fotovoltaicos futuros tipo A (< 0,1 MW) cuenten con la capacidad para soportar huecos de tensión como los indicados para los generadores tipo B en el desarrollo nacional del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril.
  - Se considera conveniente la adaptación a hueco de tensión de los generadores fotovoltaicos existentes (al menos las instalaciones o agrupaciones mayores de 1 MW), así como de los generadores eólicos sin capacidad de soportar huecos de tensión de Portugal.

En ausencia de estas medidas los valores de "must-run" identificados no serían válidos, y sería necesario una mayor presencia de generadores síncronos en el sistema, o, para que lo fueran, podría ser necesario limitar la producción de aquellos generadores sin capacidad de soportar huecos de tensión, para asegurar en todo momento que las pérdidas de generación por hueco de tensión no superan los límites de admisibilidad del sistema. En todo caso, acoplar un mayor número de grupos síncronos para reducir la generación que se desconecta por hueco de tensión no es una medida eficaz, ya que el número de grupos a acoplar sería elevado en comparación con la cantidad de potencia cuya desconexión se conseguiría evitar, y en todo caso, solo se conseguiría ante un número limitado de perturbaciones.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

2. Anexo - Análisis de equipos para amortiguamiento de oscilaciones inter-area

2.1. Introducción

La estabilidad de pequeña señal de un sistema eléctrico se define como la capacidad del sistema para mantener el sincronismo durante pequeñas perturbaciones derivadas de variaciones en la demanda, en la generación, apertura de líneas, etc.

Los fenómenos de oscilaciones electromecánicas son intrínsecos a la propia naturaleza de los sistemas eléctricos. Las oscilaciones inter-área, en las que grupos de generadores oscilan coherentemente con otras áreas del sistema, tienen especial relevancia en sistemas eléctricos de gran tamaño -como es el caso del sistema síncrono continental europeo - con impedancias altas, entre sus extremos y el centro –situación actual de la interconexión del sistema ibérico con Francia.

Estas oscilaciones, de frecuencia típica entre 0,1 Hz y 0,5 Hz no constituyen un problema para el sistema, si están correctamente amortiguadas. Si bien, un débil amortiguamiento, pueden ocasionar que "espontáneamente" (ante variaciones pequeñas y normales de variables del sistema) o ante perturbación, se exciten los modos habituales de oscilación de los generadores, y aparezcan oscilaciones crecientes en los parámetros de funcionamiento del sistema –frecuencia, flujos de potencia, tensiones-. Si estas "fluctuaciones" no son debidamente corregidas, se puede ocasionar un incidente a nivel global del sistema síncrono interconectado.

La literatura técnica [1] así como el procedimiento de operación 13.1 [2], establecen un umbral mínimo de amortiguamiento del 5 % ante fenómenos oscilatorios del sistema eléctrico para garantizar su seguridad.

Muchos son los factores que influyen en el modo de oscilación de los sistemas eléctricos y en su capacidad para amortiguarlos correctamente (características estructurales del sistema –nivel de mallado y "extensión"-, mix de generación, nivel de carga por las líneas, flujos de potencia entre los extremos del sistema y el centro, etc.). De manera muy simplista, se puede decir que las oscilaciones serán más probables en situaciones en las que los sistemas se encuentren eléctricamente más alejados –con mayor impedancia entre sus extremos- y con mayores flujos de potencia desde los extremos.

Si aplicamos estas premisas a nuestro sistema, se puede concluir que la reducida capacidad de interconexión de la península ibérica con Francia es un factor determinante en la aparición de estas oscilaciones, y que el riesgo de un mal amortiguamiento es mayor cuanto mayor sea la exportación de la península ibérica hacia Francia. Por otro lado, por la propia naturaleza física del fenómeno, es en los extremos de los sistemas eléctricos donde se registran oscilaciones de mayor amplitud en la frecuencia, y donde además las medidas correctoras suelen ser más eficientes.

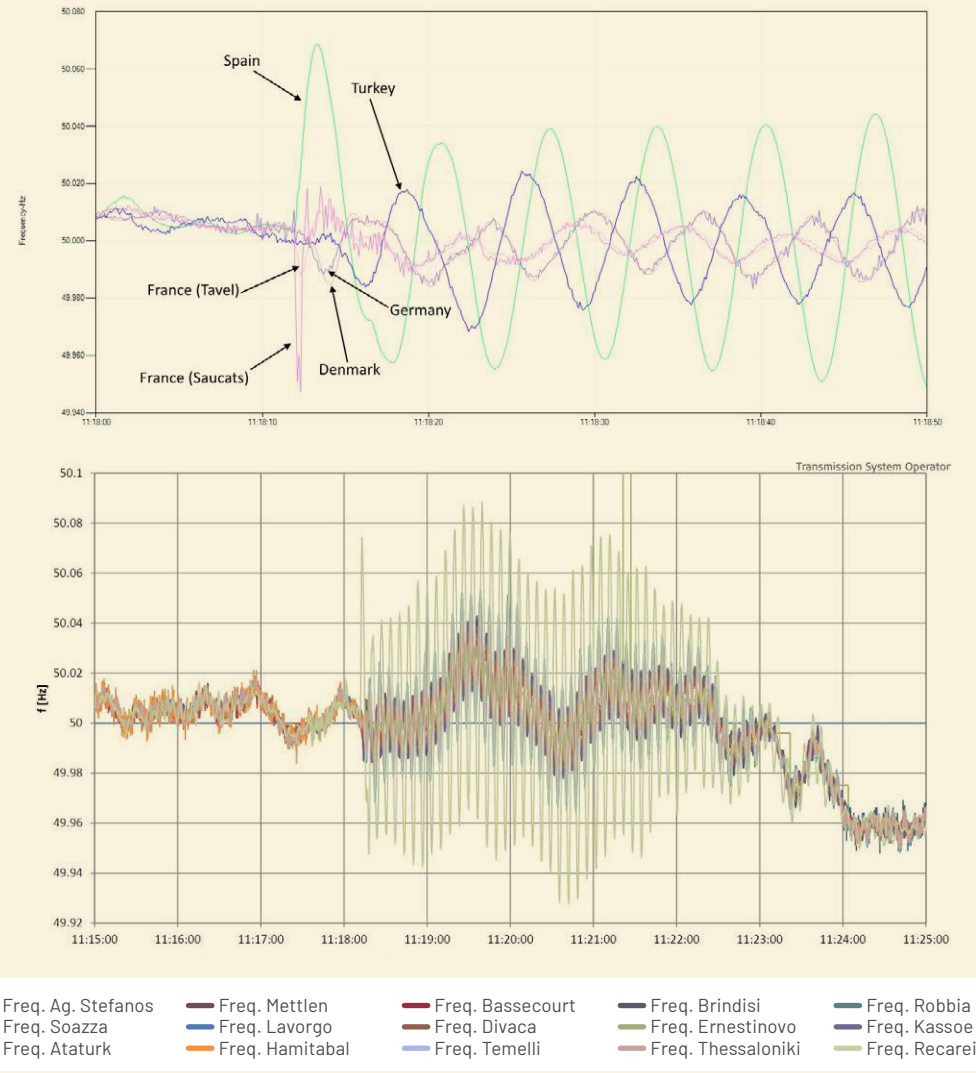
Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

A nivel del sistema eléctrico continental europeo, existen varios modos de oscilación, si bien la península ibérica se ve afectada principalmente por dos de ellos:

- Modo Este-Oeste: los generadores de los extremos occidentales y orientales del sistema síncrono oscilan unos contra otros en contrafase (península ibérica contra Turquía). La frecuencia habitual de este modo es del orden de los 0,12-0,16 Hz. Puede afirmarse que, en general, este modo está correctamente amortiguado.
- Modo Este-Centro-Oeste: los generadores de los extremos occidentales y orientales del sistema (península ibérica y sur de península Balcánica y Turquía) oscilan prácticamente en contrafase con los generadores del centro del continente europeo (Dinamarca, Alemania, Polonia, Suiza, República Checa e Italia). Este modo suele manifestarse en frecuencias de oscilación del entorno de los 0,22-0,28 Hz, y por lo general está peor amortiguado que el modo Este-Oeste.

Este último modo de oscilación, a una frecuencia distinta a la habitual, se manifestó el día 1 de diciembre de 2016 [3] de manera no amortiguada, Figura 1, lo que puso de relieve, la necesidad de mejorar la capacidad de amortiguamiento del sistema.

Figura 1. Registro incidente 1 de diciembre 2016



Introducción

Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)

Metodología de análisis

Resultados

Anexos

I: Red de partida

II: Nuevas actuaciones

III: Anexos técnicos

A continuación, Figura 2, se muestra el detalle de la potencia activa por la línea Baixas-Vic de 400 kV, línea de interconexión entre el sistema peninsular y el resto del sistema síncrono europeo, durante el evento oscilatorio antes mencionado.

Alternativas consideradas para resolver las necesidades asociadas a la estabilidad de pequeña señal:

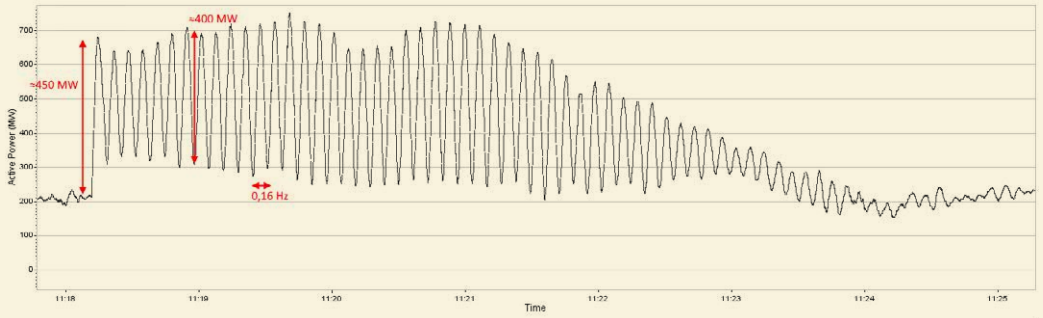
MEDIDAS OPERACIONALES

Desde el 1 de diciembre muchos han sido los estudios (individuales de REE y en coordinación con TSOs vecinos) y las medidas exploradas y finalmente implementadas en el sistema. No obstante, antes del evento del 1 de diciembre, la estabilidad de pequeña señal ya era una cuestión profundamente estudiada.

Las principales actuaciones llevadas a cabo a raíz del evento del 1 de diciembre se enumeran a continuación:

- **Medidas de operación:**
  - Acuerdos entre los Operadores del Sistema español y francés para no realizar determinadas maniobras topológicas cerca de la frontera España-Francia con impacto negativo sobre la estabilidad de pequeña señal del sistema.
  - Definición de procedimientos acordados y conjuntos de actuación por parte de los centros de control de los Operadores del Sistema español y francés en caso de eventos oscilatorios no amortiguados.

Figura 2. Registro potencia activa por la l-400 kV Baixas-Vic. incidente 1 de diciembre 2016

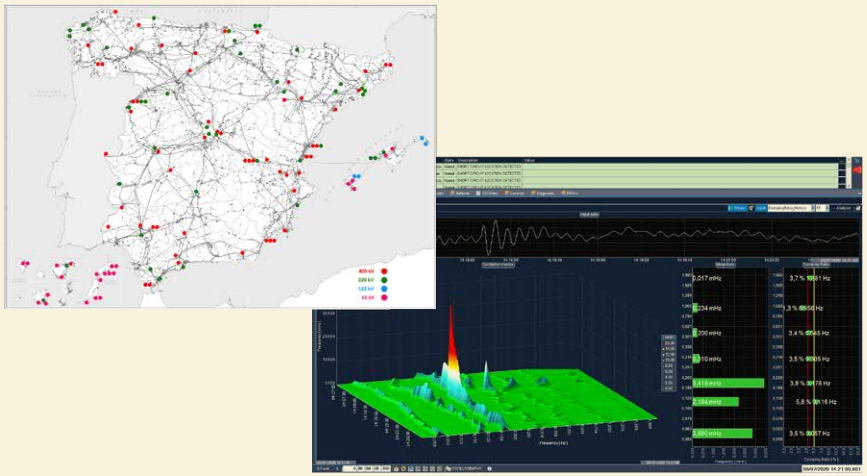


  - Implantación en el centro de control de REE (CECOEL) de un sistema de monitorización en tiempo real del comportamiento oscilatorio del sistema eléctrico a través de sistemas de área ampliada basados en las medidas proporcionadas por sincrofasores o PMU (Phasor Measurement Unit). Con esta medida, el CECOEL se convierte en uno de los primeros centros de control a nivel mundial en disponer de esta tecnología para la operación en tiempo real que permite conocer los valores de amortiguamiento y amplitud de los distintos modos oscilatorios del sistema, y que es por tanto un elemento base para la toma de decisiones en tiempo real de medias operacionales preventivas y curativas ante fenómenos oscilatorios del sistema.

- **Medidas sobre la generación:**
  - Revisión y mejora del ajuste de los medios de estabilización existentes, principalmente estabilizadores de potencia (PSS), en los generadores del sistema de potencia instalada relevante, para que contribuyan al amortiguamiento de las oscilaciones inter-área del sistema eléctrico continental europeo en el entorno entre 0,15 Hz y 0,1 Hz.
  - Análisis de la viabilidad de instalación de equipos PSS en las centrales nucleares a través de un grupo de trabajo entre el Operador del Sistema y las empresas propietarias de los grupos. Los análisis no arrojaron viabilidad a la dotación de PSS a estas instalaciones [4].

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Figura 3. Sistema de monitorización WAMS



- Requisitos [5] relacionados con el amortiguamiento de oscilaciones en la implementación nacional del Reg. (UE) 2016/631 de la Comisión Europea, por el que se establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red: obligatoriedad de dotación de PSS a todos los generadores síncronos tipo D (>50MW) y un requisito de no contribuir negativamente al amortiguamiento de oscilaciones de 0,1 a 1,5 Hz, para módulos de parque eléctrico tipo C y D (>5 MW o conectados a >110kV).

- **Medidas sobre la interconexión existente en continua (HVDC) entre España y Francia para incrementar el beneficio que estos equipos HVDC puede aportar a la mejora de la estabilidad del sistema:**
  - Habilitación, en el lado francés del control del HVDC, para amortiguamiento de oscilaciones inter-área mediante modulación de potencia reactiva (POD-Q).
  - Acuerdos entre los operadores del sistema sobre el modo de operación del HVDC en situaciones de bajo amortiguamiento.
  - Cambios de ajustes de los controles de "emulación de alterna" del HVDC para mejorar la respuesta del HVDC durante fenómenos oscilatorios.
  - Especificaciones funcionales específicas en el proyecto del nuevo HVDC por el Golfo de Bizkaia orientadas a optimizar el comportamiento del futuro HVDC ante fenómenos oscilatorios.

- **Medidas de coordinación con otros Operadores del Sistema. Más allá de los estudios conjuntos realizados con los Operadores del Sistema portugués (REN) y francés (RTE) y con el conjunto de medidas operacionales acordadas con RTE, se está impulsado:**
  - La revisión en curso por parte del Operador del Sistema portugués de los ajustes de los equipos PSS en los grupos generadores del sistema eléctrico portugués.
  - La mejora de los modelos europeos para estudios de estabilidad de pequeña señal, en el seno de ENTSO-E.

A pesar de este amplio abanico de medidas, éstas resultan insuficientes para asegurar el nivel mínimo de amortiguamiento de oscilaciones (5 %) establecido en el P.O. 13.1. Son necesarias, por tanto, soluciones estructurales, que deben ser contempladas en el ejercicio de planificación 2021-2026.

El objeto del presente informe es precisamente determinar las necesidades estructurales del sistema para para cumplir con el amortiguamiento requerido según el P.O. 13.1.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

2.2. Análisis de equipos para amortiguar oscilaciones inter-área

Para evaluar las necesidades del sistema para cumplir con el requisito de amortiguamiento mínimo del 5 % establecido en el PO 13.1, se toma como escenario de referencia un escenario de punta exportación máxima, que conforme a los estudios realizados en [6] y [7] es el escenario con peor amortiguamiento, que se basa en el incidente ocurrido el día 01/12/2016 11:10 h donde se detectaron oscilaciones inter-área mal amortiguadas de 0,15 Hz, proyectándolo a escenarios futuros en el horizonte 2026. Este escenario, por tanto, contempla el desarrollo de la nueva interconexión HVDC por el Golfo de Vizcaya y refuerzos asociados.

2.2.1. Dispositivos FACTS

Los dispositivos FACTS (Flexible AC Transmission System) son, normalmente, equipos de electrónica de potencia conectados a la Red de Transporte (RdT) que permiten resolver o reducir aquellos problemas de importancia que se presentan en un sistema eléctrico, tales como los asociados al control de los flujos de potencia por las líneas, las tensiones en los distintos nudos de la red o el amortiguamiento de oscilaciones inter-área, incrementando con ello la seguridad del sistema y su capacidad de transporte.

Esto se consigue gracias a sus distintas configuraciones de conexión al sistema eléctrico de potencia -compensación paralelo, serie o una combinación de ambas- y al modo en el que trabajan -controlador de corriente, tensión o impedancia-. En la Figura 4 se muestra una clasificación de los principales dispositivos.

Figura 4. Clasificación de dispositivos FACTS de acuerdo a su tecnología y configuración

	PARALELO	SERIE	SERIE/PARALELO
CONVENCIONAL	L, C	L, C	Transformador desfasador
TIRISTORES	Compensador estático de reactiva (SVC)	Compensador serie conmutado/ Controlado (TSSC/TCSC)	Controlador dinámico de flujo (DPFC)
			HVDC LCC (Line conmutated)
VSC	Compensador estático síncrono (STATCOM)	Compensador estático síncrono serie (SSSC)	Controlador de flujo unificado / interlínea (UPFC / IPFC)
			HVDC VSC (Voltage sourced)
FERROMAGNÉTICO	Sistemas basados en MCSR (MCSR/SCSR)		Combinación de CLR (current limiting reactors) y SCSR

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

A modo de resumen se representa en la Figura 5 el impacto en el sistema de los elementos FACTS más relevantes:

Figura 5. Impacto en el sistema de cada uno de los FACTS más relevantes[2]

Tipo de dispositivo	Dispositivo	Impacto en el sistema eléctrico: Control de tensión	Control del flujo de potencia	Estabilidad transitoria	Amortiguamiento de oscilaciones
Paralelo	SVC	✓✓✓	✓	✓✓	✓✓
	STATCOM				
	STATCOM con sistema almacenamiento				
	Sistemas basados en MCSR	✓✓✓	✓	✓✓	✓
Serie	TCSC (y sus variantes)	✓	✓✓	✓✓✓	✓✓✓
	SSSC				
	SSSC con sistema de almacenamiento				
Serie/Paralelo	PST	✓✓	✓✓	✓	✓
	UPFC	✓✓✓	✓✓✓	✓✓✓	✓✓✓
	HVDC back-to-back	✓✓	✓✓✓	✓✓✓	✓✓✓
	Combinación de CLR (current limiting reactors) y SCSR	✓✓✓	✓✓✓	✓✓✓	✓

✓ Impacto nulo o muy bajo ✓ Impacto bajo ✓✓ Impacto medio ✓✓✓ Impacto alto

2 Fuente: Siemens Power Academy TD – NA PSS/E – Advance Dynamic Simulation

FACTS PARALELO

Los dispositivos más comunes son el SVC *(Static Var Compensator)* y el STATCOM *(Static Synchronous Compensator)*. Sus principales aplicaciones en redes de transporte son la regulación y el control de la tensión tanto en condiciones normales como en caso de contingencia, lo que mejora la estabilidad en régimen permanente y transitorio. Otra de sus aplicaciones es la detección y amortiguamiento de oscilaciones de potencia con la inyección de potencia reactiva, esta funcionalidad es comúnmente conocida como POD-Q *(Power Oscillation Damping-Reactive Power)*. Adicionalmente los STATCOM pueden incorporar una batería, denominándose BESS *(Battery Energy Storage System)*, pudiendo con ello amortiguar oscilaciones mediante la modulación de potencia activa *(POD-P)* y reactiva *(POD-Q)*.

Aunque el dispositivo SVC aporta un control fino y preciso, es el STATCOM el preferido ya que requiere un menor espacio, cumple perfectamente con los requisitos de calidad de onda sin precisar filtros y tiene un mejor comportamiento frente a huecos.

Asimismo, aunque los sistemas basados en MCSR son similares al VSC y STATCOM, no existen experiencias reconocidas en la red de transporte de estos equipos con funciones POD para el amortiguamiento de oscilaciones inter-área siendo, por tanto, superado por el STATCOM.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

FACTS SERIE

Los dispositivos más comunes son los TCSC *(Thyristor Controlled Series Capacitor)* y los SSSC *(Static Synchronous Series Compensator)*. Las principales aplicaciones en redes de transporte son el control de flujo de potencia activa, incremento de la capacidad de transmisión de potencia y el aumento de los límites de estabilidad transitoria y de tensión, pudiendo mejorar el amortiguamiento de las oscilaciones.

El TCSC es el que más comúnmente se usa para el amortiguamiento de oscilaciones, mejorando la estabilidad, y con una cierta influencia en el flujo de potencia. Los SSSC no se aplican habitualmente a nivel de red de transporte, dado que el TCSC ya cumple los requerimientos necesarios de una forma mucho más económica.

FACTS SERIE/PARALELO

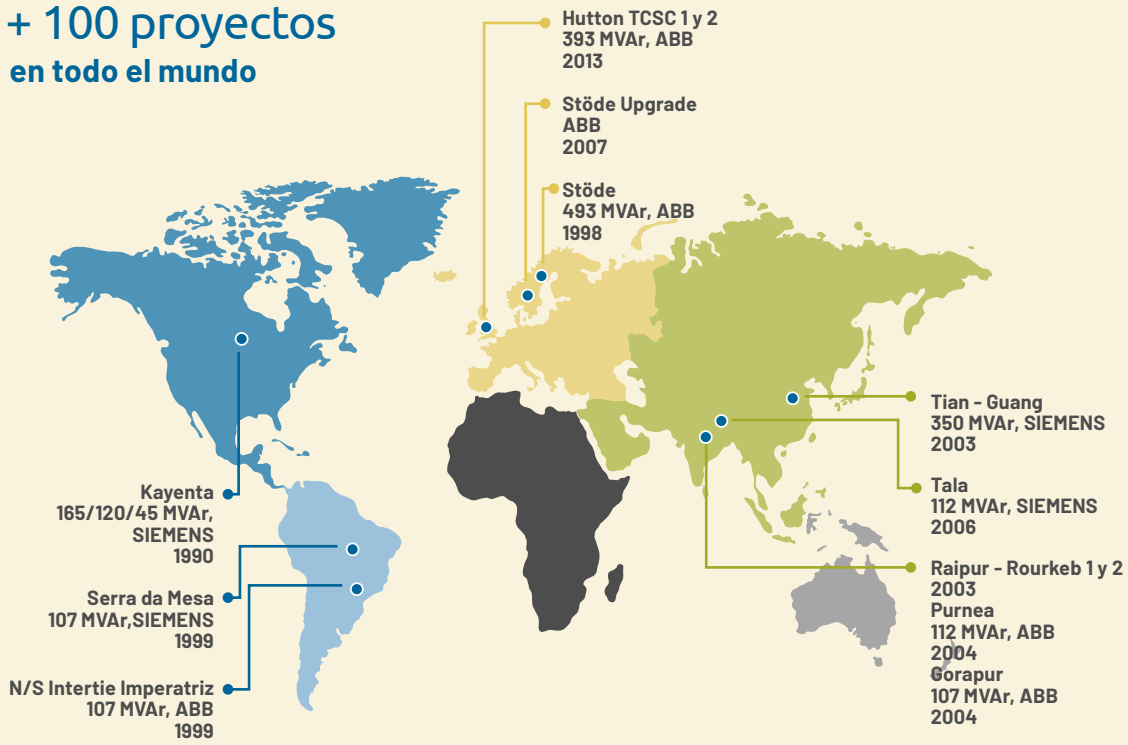
Los dispositivos más comunes son los PST *(Phase Shifting Transformer)*, el UPFC *(Unified Power Flow Controller)* y los HVDC back-to-back. El PST no emplea electrónica de potencia por lo que su principal aplicación es el control de los flujos de potencia activa en funcionamiento permanente. Los UPFC pueden controlar tanto los flujos de potencia activa como reactiva por la línea y la tensión en el nudo en el que están conectados con tiempos de respuesta muy bajos. Los UPFC suelen tener un coste más elevado y son más complejos en tanto que es necesario coordinar los controles entre su unidad paralela y su unidad serie, si bien también ofrecen ventajas adicionales por el hecho de disponer de estas dos ramas. Los HVDC back-to-back se realizan normalmente empleando tecnología LCC ya que, para esta aplicación concreta, son mucho más baratos que los convertidores VSC, por lo que sólo pueden controlar los flujos de potencia en la línea correspondiente.

Los PST son los más comunes, aunque tienen la limitación de la velocidad lenta de control y el elevado mantenimiento necesario y su aplicación referida al amortiguamiento de oscilaciones inter-área es nula. El UPFC tiene una controlabilidad total y, aunque no está muy extendido en la práctica, se ha probado en algunas instalaciones. Tiene como desventaja el coste y la complejidad. Finalmente, los sistemas HVDC back-to-back basados en VSC permiten una controlabilidad dinámica completa de la potencia activa y reactiva a ambos lados del enlace, sin embargo, para la misma aplicación su coste es muy elevado en comparación con el STATCOM y con el TCSC. Por otro lado, aun siendo la combinación de CLR y SCSR de interés para la mejora de determinados aspectos del sistema, no lo sería para la función POD estando en desventaja frente a otros equipos FACTS serie/paralelo.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Por las razones expuestas arriba, capacidad inherente de los STATCOM y los TCSC o UPFC[3] para la amortiguación de oscilaciones inter-área junto con un coste asumible y prestaciones adicionales e interesantes para el sistema eléctrico (control de tensión y estabilidad transitoria, respectivamente), éstos son los dispositivos FACTS que se evaluarán en el presente documento para mejorar la estabilidad de pequeña señal del sistema, teniendo en cuenta que son dispositivos que ya están implantados por el mundo con resultado satisfactorio. La Figura 6 se recoge una muestra de los dispositivos STATCOM instalados por todo el mundo, siendo el número de estos proyectos superior a 100 sólo en redes de transporte.

Figura 6. STATCOMs por el mundo



3 SSSC y UPFC serían soluciones equivalentes al TCSC.

Introducción

Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)

Metodología de análisis

Resultados

Anexos

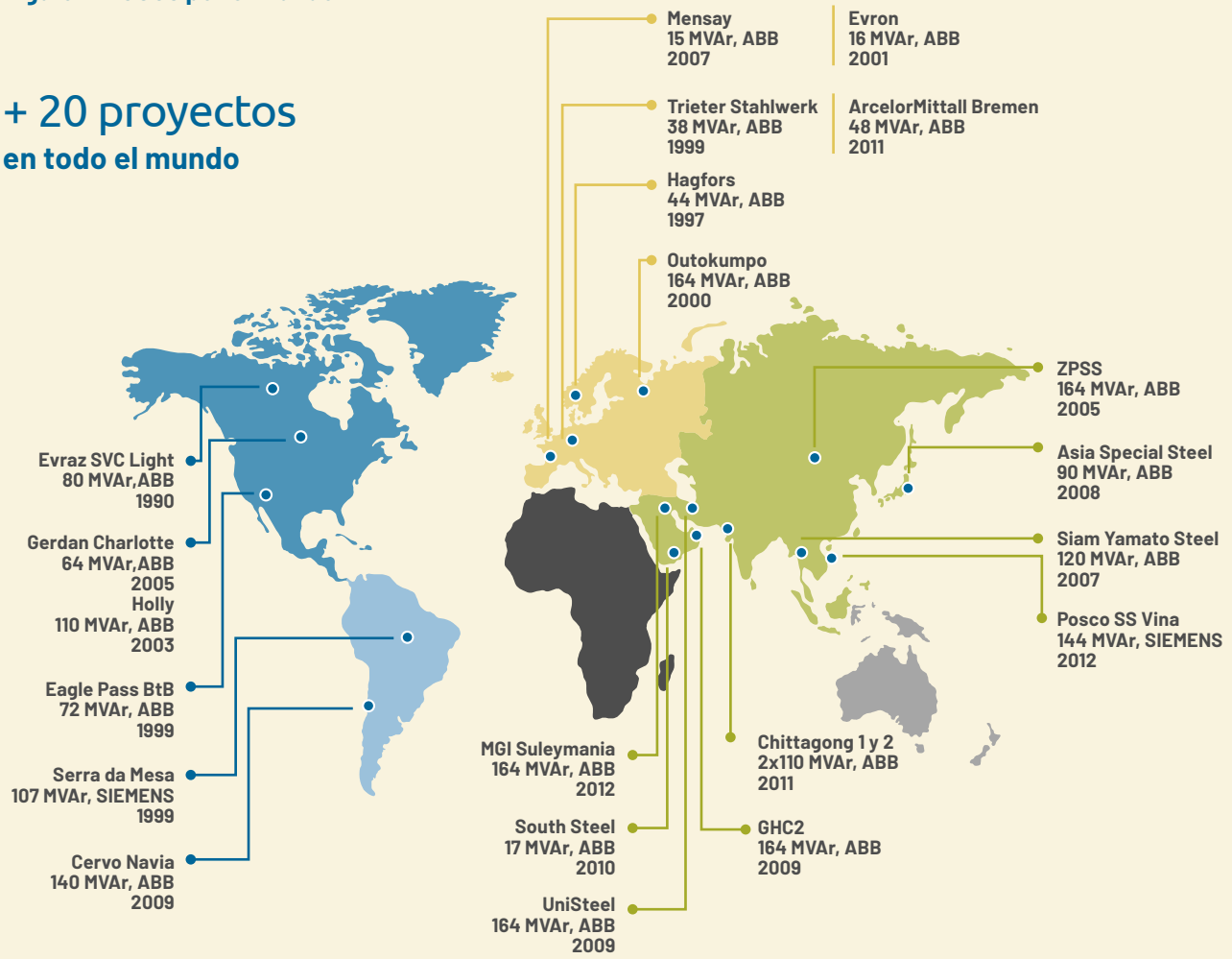
I: Red de partida

II: Nuevas actuaciones

III: Anexos técnicos

En cuanto al TCSC, aunque su uso no es tan extensivo, lo cierto es que cuenta con más de 20 proyectos por el mundo. La instalación del primer TCSC data de 1980.

Figura 7. TCSCs por el mundo



Introducción

Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)

Metodología de análisis

Resultados

Anexos

I: Red de partida

II: Nuevas actuaciones

III: Anexos técnicos

2.2.2. Dispositivos FACTS

No sólo es fundamental el tipo de dispositivo FACTS elegido, sino que gran parte del éxito de la mejora del amortiguamiento en el sistema eléctrico reside en su correcta ubicación.

UBICACIONES MÁS FAVORABLES PARA LOS DISPOSITIVOS TCSC/UPFC[4]

Los dispositivos FACTS serie TCSC o UPFC requieren estar en el camino de la oscilación, es decir, que la oscilación inter-área circule por la línea en la que esté conectado al objeto de ser efectivos, así cuanto mayor sea el porcentaje de la oscilación que fluya por la línea en la que esté conectado el TCSC/UPFC y mayor sea la potencia que circule por el equipo, mayor será su efectividad para amortiguar esa oscilación. De este modo, y dado que el problema de bajos amortiguamientos es un problema del sistema síncrono europeo siendo las interconexiones internacionales la principal vía de propagación de la oscilación entre países, su aportación será mejor cuanto más próxima sea su ubicación a ellas y cuanto mayor sea la longitud de la línea de conexión -mayor impedancia-. Por ello, la búsqueda de la ubicación más favorable se centrará en las líneas de mayor impedancia de la interconexión franco-española.

El incremento de amortiguación es función, entre otras cosas, de la diferencia entre la impedancia máxima y mínima del eje eléctrico que interconecta los sistemas causada por el TCSC/UPFC. Cuando tenemos el paralelo de una línea de 400 kV con una línea de 220 kV, la modificación de la misma impedancia física (mismos ohmios) en la línea de 400 kV conduce a una variación muy superior en la impedancia equivalente del conjunto que la misma variación en la impedancia de 220 kV. No hay que olvidar que la impedancia base de un sistema de 220 kV es de 484 Ω y la de un sistema de 400 kV es de 1.600 Ω. Además, es preferible que la impedancia capacitiva no sobrepase la impedancia de la línea en la que está situado, para evitar que el conjunto completo (línea + TCSC) tenga una impedancia capacitiva, por lo que tenemos un límite en la impedancia máxima del equipo a instalar. Teniendo en cuenta todo lo anterior y, tratando de reducir el número de equipos a instalar, se ha considerado que estos deben estar únicamente en las líneas de 400 kV. En la Tabla 1 y Figura 8 se muestran los valores de la impedancia de los ejes de 400 kV de la interconexión con Francia.

Tabla 1. Valores de impedancia de los circuitos en estudio

	Circuitos zona este	Interconexión	Longitud (km)	X (pu)
Zona este	L-400 kV Baixas-Vic	Sí	107,2	0,02068
	L-400 kV Piérola-Vic	No	84,78	0,01570
	L-400 kV Bescanó-Sentmenat	No	75,30	0,01311
	L-400 kV Bescanó-Vic	No	39,48	0,00690
Zona oeste	L-400 kV Argia-Hernani	Sí	50,97	0,01022
	L-400 kV Hernani-Ichaso	No	35,90	0,00722
	L-400 kV Azpeitia-Hernani	No	27,18	0,00548

4 SSSC y UPFC serían soluciones equivalentes al TCSC.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Figura 8. Líneas de los dos ejes principales de interconexión con Francia

Teniendo en cuenta los valores de impedancias de las líneas, el eje de interconexión oeste en 400 kV quedaría descartado frente al eje de interconexión este por ser este último el que tiene líneas con mayores valores de impedancia. En cuanto a las líneas que forman parte de la interconexión este en 400 kV, las tres líneas con mayor impedancia son Baixas-Vic, Pierola-Vic y Bescanó-Sentmenat. Sin embargo, a pesar de que la L-400 kV Baixas-Vic reúne en principio todas las condiciones necesarias y óptimas para poder conectar con éxito un equipo TCSC o UPFC, también se desestima principalmente por formar parte del corredor AC-DC en paralelo con el enlace HVDC Baixas-Santa Llogaia. El motivo primordial es que este enlace está operado con un control de potencia activa autónomo y adaptativo a las condiciones de la red (conocido como Angle Difference Control –ADC-) con una elevadísima influencia en las modificaciones de la potencia activa de la L-400 kV Baixas-Vic, de modo que, si por una de las líneas aumenta la potencia activa, por la otra paralela disminuirá una cantidad proporcional de la suya y viceversa. Esta dependencia en el corredor provoca que cualquier efecto que pueda realizar el dispositivo FACTS en la potencia de la L-400 kV Baixas-Vic para mejorar las oscilaciones de pequeña señal será contrapuesto por el enlace HVDC, mermando considerablemente, e incluso pudiendo anular, cualquier aportación que pueda realizar el dispositivo FACTS. La instalación de un TCSC o UPFC en la línea Vic-Baixas supondría una modificación importante en el control del HVDC, lo que exigiría llevar a cabo numerosas pruebas al HVDC para asegurar su estabilidad. Esto supone un tiempo elevado y un incremento en el riesgo de fallo del HVDC que lleva a desestimar esta solución.

Por todo lo indicado anteriormente, la línea candidata para la instalación de un TCSC o UPFC es la L-400 kV Pierola-Vic. Para corroborar que esta selección de la ubicación por razones teóricas es la más apropiada para la mejora del amortiguamiento de oscilaciones inter-área, se han realizado estudios en el ámbito de pequeña señal tanto en el dominio del tiempo como en el domino de la frecuencia y, considerando una impedancia dinámica de 20 Ω para el TCSC o UPFC, los resultados obtenidos son favorables tal y como se muestra en la Figura 9.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Figura 9. Efectividad del TCSC o UPFC para el amortiguamiento de oscilaciones inter-área

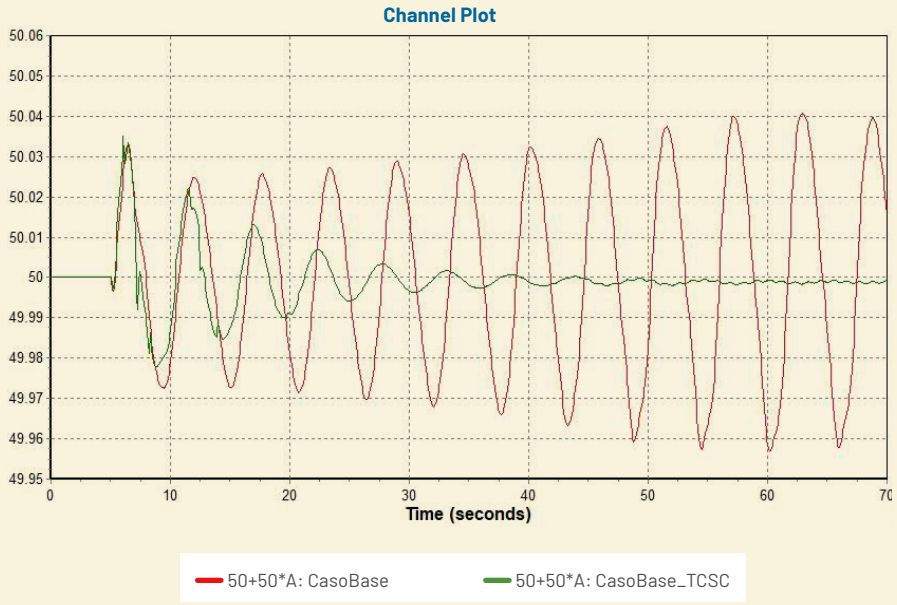
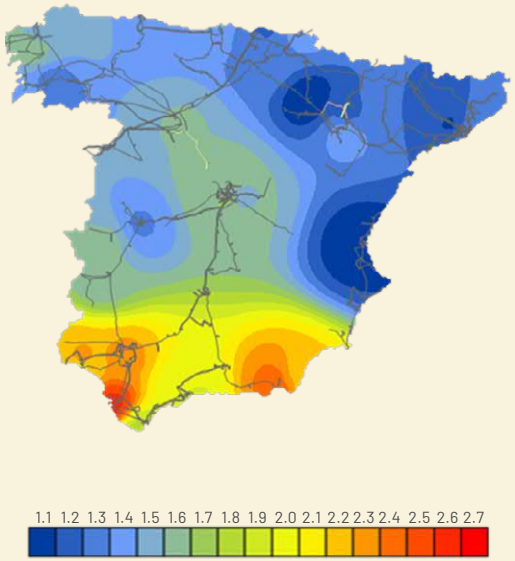


Figura 10. Mapa mejora del amortiguamiento Statcom con POD-Q



UBICACIONES MÁS FAVORABLES PARA LOS DISPOSITIVOS STATCOM CON FUNCIÓN POD-Q

Para determinar las ubicaciones más efectivas desde el punto de vista del amortiguamiento de oscilaciones inter-área para la instalación de dispositivos FACTS paralelo tipo STATCOM con control POD-Q se han realizado diversos estudios de estabilidad de pequeña señal dominio de la frecuencia teniendo en cuenta el modelado lineal y, suponiendo un tamaño típico de ±150 Mvar, el mapa de efectividad obtenido se muestra en la Figura 10.

Los resultados muestran que la efectividad en el amortiguamiento de oscilaciones para un STATCOM de ±150 Mvar con POD-Q varía según la ubicación entre 1 % y el 2,5 %. En general, se puede afirmar que la efectividad está determinada por la lejanía del dispositivo al centro de la oscilación, es decir, mayor efectividad para STATCOM instalados en Andalucía y Galicia y, por otro lado, aquellos que se encuentran cercanos a grandes centros de demanda, como es la zona centro de Madrid.

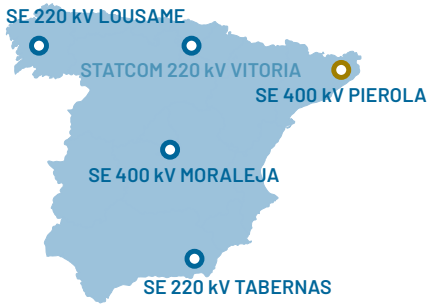
Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

2.3. Necesidades estructurales del sistema para amortiguar oscilaciones inter-área

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos en el presente documento, la solución estructural de la Red de Transporte que garantiza las necesidades del sistema desde el punto de vista de la estabilidad de pequeña señal cumpliendo con lo establecido en el P.O. 13. 1 (amortiguamiento >5 %) es de 1 equipo TCSC o UPFC (reactancia dinámica de 20 Ω) en serie con la línea de 400 kV Pierola-Vic y 4 equipos STATCOM con función POD-Q (±150 Mvar). Puesto que el plan de desarrollo de la red de transporte vigente ya incluye en la red de partida la instalación de un STATCOM en SE 220 kV Vitoria, sólo sería necesario planificar en el horizonte 2021-2026 tres nuevos equipos STATCOM.

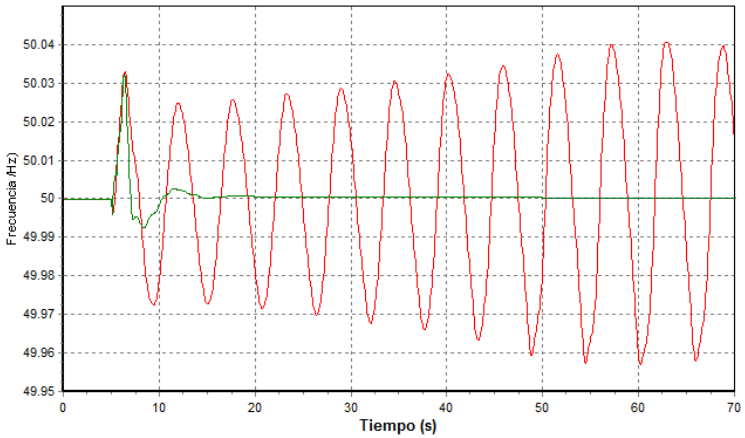
La simulación desde el punto de vista de la pequeña señal dominio del tiempo que muestra la respuesta dinámica del sistema que sustenta la solución planificada y los diferentes amortiguamientos obtenidos en función del número de equipos modelados, sobre el escenario de referencia, es la que se muestra en la Figura 13.

Figura 11. Necesidades estructurales del sistema para amortiguamiento de oscilaciones inter-área



Equipo	Ubicación
FACTs	L-400 kV Pierola-Vic
STATCOM	SE 220 kV Vitoria
	SE 220 kV Tabernas
	SE 220 kV Moraleja
	SE 220 kV Lousame

Figura 12. Respuesta dinámica del sistema teniendo en cuenta las necesidades estructurales del sistema para amortiguamiento de oscilaciones inter-área



Nº TCSC/ UPFC	Nº STATCOM	ξ (%)
1	1	(*)
1	2	2,5
1	3	4,5
1	4	6,5
1	5	7,0

(*) La simulación no termina por pérdida de sincronismo, por lo que no es posible evaluar el valor de amortiguamiento.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

2.4. Referencias

[1] «Analysis and Control of Power System Oscillations. Task force 07 of Advisory Group 01 of Study Committee 38. Final Report.,» December 1996.

[2] P.O. 13.1 Criterios de desarrollo de la red de transporte.

[3] ENTSO-E, «https://docstore.entsoe.eu/Documents/SOC%20documents/Regional_Groups_Continental_Europe/2017/CE_inter-area_oscillations_Dec_1st_2016_PUBLIC_V7.pdf».

[4] «Grupo de Trabajo de Amortiguamiento Oscilaciones Inter-área mediante PSS en Centrales Nucleares».

[5] «Propuesta normativa para la implementación de los códigos de red europeos de conexión y del artículo 40.5 de la directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad».

[6] «Análisis de la estabilidad de pequeña señal del sistema interconectado europeo y sus soluciones. Hito1 Actuaciones en RdT en escenarios presentes. Red Eléctrica de España. Septiembre 2017.».1

[7] Análisis de la estabilidad de pequeña señal del sistema interconectado europeo y sus soluciones. Hito3 Impacto de los desarrollos de red asociados a las interconexiones. Red Eléctrica de España. Noviembre 2017.

Introducción

Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)

Metodología de análisis

Resultados

Anexos

I: Red de partida

II: Nuevas actuaciones

III: Anexos técnicos

3. Anexo - Compensadores síncronos en el sistema eléctrico balear: justificación técnica

3.1. Introducción

El sistema eléctrico balear (SEB) es relativamente pequeño, poco mallado y con poca inercia, por lo que presenta una mayor dificultad para la resolución de desequilibrios generación-demanda y la integración de energías renovables. Con actuaciones como la puesta en servicio del enlace HVDC LCC *("Line Commutated Converter")* que une la península ibérica con la isla de Mallorca y la puesta en servicio de los enlaces submarinos Mallorca-Ibiza que unió los subsistemas de Mallorca-Menorca e Ibiza-Formentera, se integró el sistema eléctrico balear en el mercado eléctrico ibérico y se mejoró la fiabilidad del suministro eléctrico en todas las islas del SEB a la vez que se reducía significativamente sus costes de generación usando energía libre de emisiones.

Sin embargo, la descarbonización del SEB (cero generadores síncronos) supone un reto relevante por las propias particularidades del SEB y por las características técnicas del enlace HVDC LCC. El enlace HVDC presenta limitaciones de operación derivadas de la necesidad de potencia de cortocircuito trifásico (Scc) en su punto de conexión, lo que exige contar con un número mínimo de generadores síncronos conectados en el SEB. Estos generadores síncronos, además de incrementar la potencia de cortocircuito, contribuyen al control de tensión (sobre todo en períodos valle) y al control de frecuencia en régimen estático y transitorio (inercia) para garantizar la seguridad y continuidad del suministro.

Resulta por tanto imprescindible resolver las problemáticas que aparecen ante una operación con cero generadores síncronos en el SEB y preparar el sistema para ser explotado con absolutas garantías de seguridad en esas condiciones.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

3.2. Problemáticas de operación ante un SEB 100 % descarbonizado

A continuación, se describen las tres problemáticas identificadas derivadas de la necesidad de operar el SEB sin generación síncrona acoplada:

- **Control de tensión:** las tensiones en los nudos deben permanecer dentro de unos límites aceptables tanto en situación normal de operación como ante contingencia en régimen transitorio. Para ello, no es suficiente con elementos de control de tensión estáticos (reactancias/condensadores), sino que se precisa capacidad de control dinámica y continua de la tensión.

  En el SEB esta situación es crítica en los períodos valle, pues típicamente se registran elevadas tensiones de operación fruto de las características intrínsecas de la Red de Transporte existente, la baja demanda, el bajo perfil de absorción de reactiva del parque generador y la actual interconexión HVDC LCC. El enlace HVDC LCC presenta en operación normal unos niveles de potencia reactiva absorbida que debe ser compensada mediante la conexión y desconexión de una serie de filtros que presentan una característica capacitiva a frecuencia nominal. Sin embargo, para mantener la calidad de onda necesaria, los filtros deben eliminar los armónicos generados por el propio enlace por lo que, en ocasiones, deberán estar conectados aunque provoquen sobretensiones en el sistema. Esta situación, ya desfavorable en sí misma, se agrava ante la desconexión de los generadores síncronos, pues a través de su sistema de excitación, son capaces de controlar la tensión mejorando de este modo la estabilidad del sistema.

- **Control de frecuencia en régimen estático y transitorio (inercia):** la frecuencia es un parámetro fundamental en los sistemas interconectados en corriente alterna pues los generadores y las cargas de los motores giran a velocidades proporcionales a ella. Por su parte, la inercia es la cualidad del sistema que define su capacidad para resistir y sobreponerse a posibles desbalances generación-demanda que suceden en él. Si un sistema eléctrico dispone de poca inercia, como es el caso del SEB, y ocurre una perturbación, se puede producir una caída importante de la frecuencia en poco tiempo pudiendo provocar deslastre de cargas o un apagón completo, en caso de que la caída de frecuencia sea tan rápida, que los sistemas de deslastre de carga no fueran capaces de contrarrestar el desequilibrio generación-demanda. Hasta el momento, el SEB se opera con número mínimo necesario de generadores síncronos que son los que proporcionan la inercia necesaria en el sistema a través de la energía cinética almacenada en sus masas rodantes.

- **Nivel necesario de Scc en los nudos del SEB:** es necesario un nivel adecuado de Scc para garantizar, entre otras cosas, el correcto funcionamiento de los sistemas de protección de las islas y, en concreto, en la SE 220 kV Santa Ponça para permitir una explotación del enlace HVDC LCC fiable[5] y en plenas condiciones operativas.

  El nivel de Scc en SE 220 kV Santa Ponça está fuertemente ligado a:

  - **Mallado de la red:** que caracteriza y determina la impedancia equivalente entre la actual generación síncrona acoplada del sistema y la subestación de Santa Ponça. Esta subestación constituye una antena en 220 kV, conectada únicamente mediante el doble circuito 220 kV Valldurgent-Santa Ponça a la red de transporte existente. Adicionalmente está conectada a Ibiza mediante los dos enlaces en alterna en 132 kV. Es por lo tanto una subestación con

5 La tecnología HVDC LCC requiere de manera inherente un nivel mínimo de Scc para conmutar las válvulas de las estaciones conversoras del estado de conducción al estado de bloqueo pero necesita un valor superior de Scc para mantenerse estable.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

debilidad estructural y es crítico garantizar los umbrales de Scc necesarios.

- **Generación síncrona conectada:** que hasta ahora ha sido la encargada de proveer al sistema la suficiente inercia y Scc para cumplir con los requisitos de operación normal del enlace HVDC LCC y del sistema en su conjunto.

Tal como se avanzaba anteriormente, el nivel de Scc en SE 220 kV Santa Ponça es crítico, pues operar el enlace HVDC LCC con unos valores inadecuados de Scc podría desencadenar en inestabilidad de tensiones, que podrían derivar a su vez en oscilaciones en la potencia transportada por el enlace, en un disparo o bloqueo del propio enlace, lo que desencadenaría en sobretensiones transitorias, o incluso, en magnificación de los armónicos en el sistema eléctrico al que está conectado.

La gravedad de cada uno de estos efectos y los valores de Scc a los que se presentan, entre otras cosas, es función de las características propias del enlace y su punto de operación y de las características de la red.

Cuando se habla de un valor mínimo de Scc necesario es una simplificación, ya que lo realmente importante para el correcto funcionamiento de un enlace HVDC LCC es el mantenimiento de la tensión en bornas del convertidor que depende de la impedancia Thévenin del sistema eléctrico. De esta forma, con valores bajos de Scc, el sistema eléctrico es incapaz de mantener la tensión en terminales de la estación conversora y los primeros problemas que surgen son la inestabilidad de tensiones y las sobretensiones en caso de disparo o bloqueo de la misma.

Para evitar estos funcionamientos anómalos ante situaciones de baja Scc, se ha implementado en las conversoras del HVDC una función de estabilidad que limita su potencia activa de acuerdo a las restricciones siguientes:

- **Scc≥1.300 MVA:** funcionamiento normal con capacidad máxima de intercambio de potencia de 400 MW (sin restricciones).
- **500 ≤Scc<1.300 MVA:** funcionamiento con capacidad máxima de intercambio de potencia del 40 % de la nominal (160 MW) y con operación monopolar.
- **Scc<500 MVA:** implica necesariamente el disparo de enlace.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

3.3. Soluciones tecnológicas disponibles

Ante la inminente necesidad de independizar el SEB de la generación convencional basada en combustibles fósiles y reducir o eliminar el requisito de usar este número mínimo de generadores síncronos una vez en servicio el refuerzo Península-Baleares incluido en este plan de desarrollo de la red de transporte en el horizonte 2026, resulta imprescindible explorar soluciones tecnológicas en las islas que contribuyan en los factores arriba mencionados. Sin llegar a ser exhaustivos, algunas posibles soluciones tecnológicas serían:

- **Condensadores y reactancias en paralelo:** constituyen un medio sencillo de inyectar o consumir potencia reactiva en el nudo en el que son conectados, sin embargo, no aportan ni inercia ni Scc ni control dinámico de tensión.
- **Actuaciones en el enlace HVDC LCC que reduzcan su dependencia a la Scc en su nudo de conexión:** posible evolución tecnológica en las actuales estaciones conversoras del extremo de SE 220 kV Santa Ponça que permitan disminuir su dependencia a la Scc en el nudo de conexión. Reduce la necesidad de generación síncrona en el sistema pero no la eliminan completamente.
- **Instalación de compensadores síncronos:** máquina síncrona cuyo eje no está conectado a ninguna turbina y que puede controlar tensión de una manera continua, aportar Scc e inercia.
- **Instalación de equipos FACTS:** equipos que mediante un convertidor electrónico u otras soluciones tecnológicas, ayudan a mantener la tensión de un nudo generando/consumiendo potencia reactiva de manera dinámica.

De las distintas soluciones, los compensadores síncronos se postulan como la mejor de las opciones para conseguir un SEB 100 % descarbonizado (Figura 18), pues asegurarían la Scc mínima requerida por el enlace HVDC LCC y ayudarían a la solución de los problemas de instabilidad de tensiones, atenuando posibles sobretensiones ante disparo o bloqueo del enlace. Adicionalmente, conferirían la capacidad de arranque en vacío ("Blackstart") a la estación conversora en el extremo de Santa Ponça.

Figura 13. Problemáticas en las que las diferentes soluciones tecnológicas contribuyen

	Inercia	Control de Tensióno	Scc	Madurez del desarrollo tecnológico
Condensadores y reactancias	–	+	–	++
Actuaciones en el HVDC LCC	–	+	+	–
Compensadores síncronos	+	++	++	++
FACTS	–	++	+	++

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

3.4. Estudios justificativos de la necesidad de compensadores síncronos

Con esta premisa, los estudios realizados se han focalizado en determinar el número mínimo de compensadores síncronos necesarios para conseguir un SEB totalmente descarbonizado.

Para ello se han considerado dos escenarios de estudio distintos, ambos fundamentados en un mismo escenario base. El primero es un escenario cercano al actual en el que se sustituyen los generadores síncronos por compensadores síncronos. El segundo escenario considera la existencia de 2 enlaces de 200 MW cada uno entre la SE 400 kV de El Fadrell en la Península (subestación incluida en el plan de desarrollo de la red de transporte 2021-2026) y la SE 220 kV San Martín en Mallorca.

El escenario base representa un periodo valle de demanda, ya que es la situación más desfavorable en cuanto a tensiones y Scc, y sin ningún generador síncrono acoplado en el sistema. En Mallorca sólo se considera acoplados los productores de RSU de Tirme a su mínimo técnico y el enlace HVDC LCC.

Sobre estos escenarios de red se ha evaluado el número y potencia asociada a los compensadores síncronos necesarios en Mallorca para poder conseguir una Scc igual o superior a 1.300 MVA en SE 220 kV Santa Ponça, y que permitiría por lo tanto un funcionamiento normal del enlace HVDC LCC sin restricciones de operación ante diversas situaciones.

Figura 14. Necesidad de compensadores síncronos en el SEB

Número de compensadores síncronos necesarios en Mallorca	Scc en Santa Ponça 220 kV (MVA)
200 MVA en Santa Ponça 220 kV + 100 MVA en Llubí 220 kV	980 MVA
200 MVA en Santa Ponça + 100 MVA en San Martín 220 kV	1.285 MVA
200 MVA en Santa Ponça + 200 MVA en San Martín 220 kV	1.537 MVA

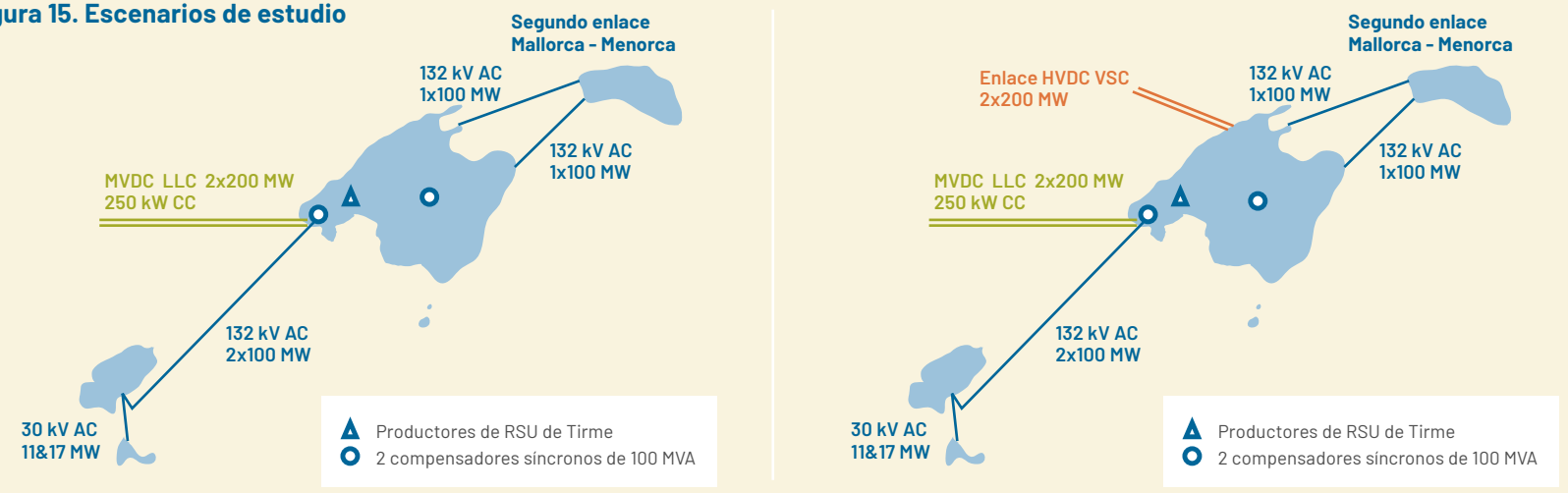
Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

A tenor de los resultados de la Figura 19, y teniendo en cuenta exclusivamente los requisitos de Scc en SE 220 kV Santa Ponça para poder garantizar un funcionamiento sin restricciones de operación en el enlace HVDC LCC, ante un escenario sin generadores síncronos serían necesarios compensadores síncronos equivalentes a 200 MVA en Santa Ponça y 200 MVA en Llubí 220 kV.

La configuración más apropiada sería 2 compensadores síncronos de 100 MVA en SE 220 kV Santa Ponça y otros dos compensadores síncronos de 100 MVA en SE 220 kV Llubí. Sin embargo, en virtud del cumplimiento de los requisitos de seguridad (N-1) en la operación del sistema establecido en el P.O.1, resultaría imprescindible considerar un compensador síncrono adicional de 100 MVA preferiblemente en alguna subestación cercana a SE 220 kV Santa Ponça, como es por ejemplo en SE 220 kV Valldurgent.

Adicionalmente, ante estos dos escenarios se han postulado varias contingencias con el fin de analizar la evolución del sistema desde el punto de vista de la estabilidad transitoria, que han permitido validar la solución planificada.

Figura 15. Escenarios de estudio



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

3.5. Conclusiones

Atendiendo a todo lo anterior, podría concluirse lo siguiente:

- Resulta imprescindible preparar el sistema para poderlo explotar con garantías sin la presencia de generación síncronos.
- Las principales necesidades del sistema en ausencia de generación síncrona acoplada son inercia, Scc y control dinámico de la tensión.
- Los compensadores síncronos son actualmente la alternativa más apropiada, pues son capaces de aportar estas tres propiedades al sistema con la suficiente madurez tecnológica.
- Los estudios preliminares realizados indican la necesidad de al menos 500 MVA de compensación síncrona, 200 de ellos conectados en la SE 220 kV Santa Ponça.
- Con la instalación de 500 MVA de compensación síncrona en Mallorca se avanzaría hacia un Sistema Eléctrico Balear 100 % descarbonizado, aunque para lograrlo en su plenitud serían necesarias actuaciones adicionales como por ejemplo un segundo enlace HVDC VSC con la Península.

Aunque estas son las actuaciones identificadas como necesarias en el horizonte de estudio, en función del límite del valor de la inversión de la planificación y de las prioridades establecidas conforme a los análisis coste-beneficio con la metodología PINT secuencial de los diferentes elementos que componen la actuación de refuerzo de la interconexión Península-Mallorca, cuatro de estos equipos se incorporan en el horizonte posterior a 2026. Hasta la puesta en servicio de estos cuatro compensadores síncronos será necesario mantener generación síncrona en el sistema balear para asegurar las necesidades del sistema por inercia, potencia de cortocircuito y control dinámico de la tensión.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

4. Anexo - Compensadores síncronos en el sistema eléctrico canario: justificación técnica

Los sistemas eléctricos canarios son sistemas especialmente vulnerables dada su naturaleza aislada. El cumplimiento de los objetivos del PNIEC de descarbonización de estos sistemas supone un reto tecnológico en sí mismo. El sistema debe operarse en todo momento con un mínimo de generadores síncronos, o equipos que aporten propiedades síncronas al sistema tales como inercia, inyección de corriente de cortocircuito, control dinámico de tensión..., para asegurar la estabilidad dinámica del sistema y para integrar de manera fiable generadores no síncronos (como son la eólica y la fotovoltaica), que necesitan una fortaleza mínima de la red para tener un funcionamiento estable.

4.1. Integración de MPE en redes débiles

La tecnología actual de los Módulos de Parque Eléctrico (MPE), generadores con interfaz de electrónica de potencia, se basa en convertidores seguidores de red (conocidos como grid-following) con comportamiento asimilable al de una fuente de corriente, que precisan de una red suficientemente fuerte para que los controles de potencia activa y reactiva, dependientes del lazo de seguimiento de fase (Phase Locked-Loop PLL) puedan funcionar correctamente. En sistemas débiles, en los que las variables de estado del sistema son más cambiantes ante perturbaciones o incluso, ante condiciones normales, este tipo de controles pueden tener un funcionamiento inestable dado que los retardos asociados al seguimiento de fase y a la inyección de corriente pueden impedir al MPE un comportamiento coherente con el estado y evolución real del sistema.

Esta circunstancia ha llevado a que la Circular 1/2021, de 20 de enero, de la CNMC, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica, defina un criterio técnico específico para determinar la capacidad de acceso a la red de MPE: el criterio ligado a la potencia de cortocircuito. Este criterio evalúa la fortaleza de la red para poder alojar MPE sin riesgo de que se produzca malfuncionamiento de los MPE, interacciones entre sus controles o con el propio sistema, que ponga en riesgo la fiabilidad y seguridad de suministro. Para ello la Circular, define el Índice ponderado de potencia de cortocircuito (Weighted Short Circuit Ratio WSCR), a través del cual se evalúa la capacidad de acceso de MPE, como la relación ponderada entre la Scc y las capacidades máximas de acceso de MPE en nudos de una misma Zona de Influencia Eléctrica (ZIE), según la siguiente expresión:

$$WSCR = \frac{\sum_i^N Scc_i \cdot PMPE_i}{(\sum_i^N PMPE_i)^2}$$

Siendo:

$S_{cc\,i}$: Potencia de cortocircuito trifásica efectiva en MVA del nudo i perteneciente a la ZIE.

N: Número de nudos que constituyen la ZIE.

P_{MPEi}: Capacidad máxima en MW de MPE conectados o con permiso de acceso otorgado y otorgable en el nudo i perteneciente a la ZIE.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Por su parte, la Resolución del 20 de mayo de 2021 de la CNMC por la que se establecen las especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso de generación a la red de transporte y a las redes de distribución, define las ZIE como el conjunto de nudos de la red de transporte eléctricamente próximos en los que la variación de tensión en un nudo provoca una variación de tensión significativa sobre el resto de los nudos del conjunto, para lo que se utilizará el Factor de Interacción Múltiple (MIIF, Multi Infeed Interaction Factor):

$$MIIF_{ij} = \frac{\Delta V_j}{\Delta V_i}$$

Siendo:

ΔV_i: Variación de tensión (kV o p.u.) en el nudo i

ΔV_j: Variación de tensión (kV o p.u.) inducida en el nudo j como consecuencia de la variación de tensión del nudo i

Se considera que dos nudos (nudo i y nudo j) de la red de transporte pertenecen a la misma ZIE si cualquiera de los índices MIIFij o MIIFji, evaluados mediante flujos de carga en régimen permanente, es mayor o igual que 0,98.

Las ZIE serán de mayor tamaño cuanto más débil sea el sistema, es decir, cuanto menores sean las capacidades de control de tensión dinámica, en módulo y ángulo, por parte de los generadores síncronos, dado que en ese caso, variaciones de tensión en un nudo pueden afectar a más nudos eléctricamente alejados.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

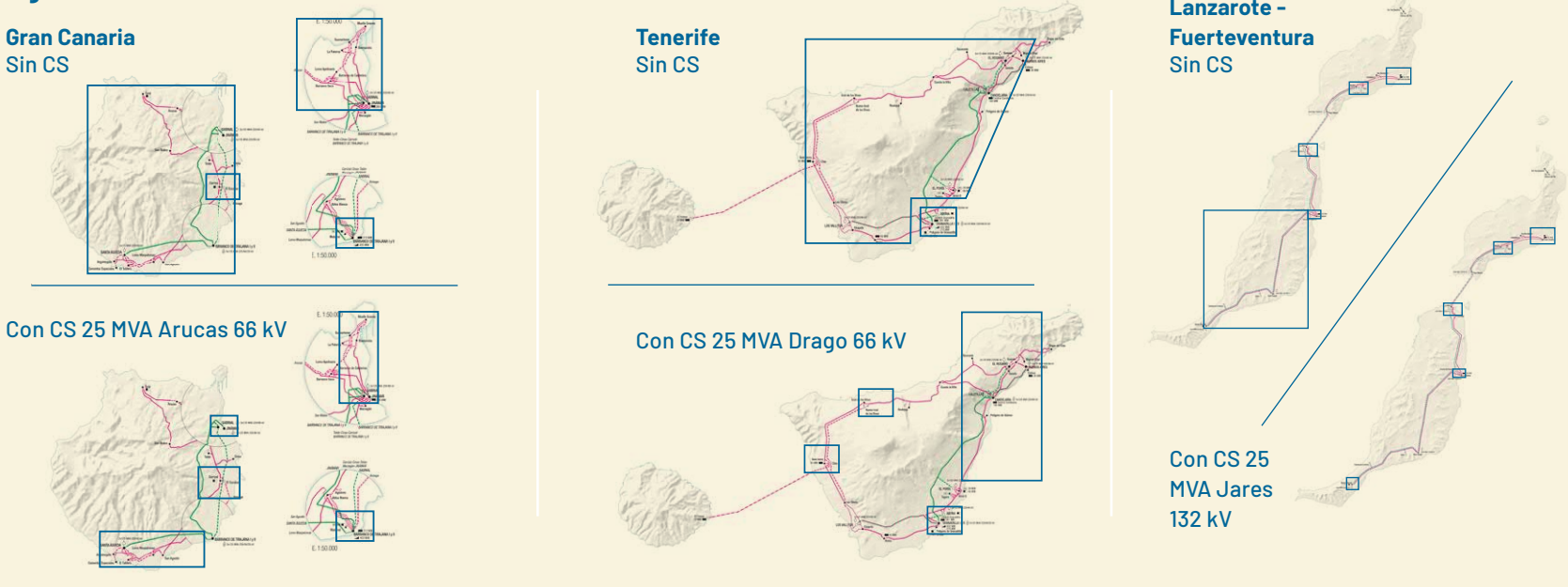
4.2. Influencia de compensadores síncronos en el tamaño de las ZIE

La incorporación de compensadores síncronos en los subsistemas eléctricos canarios permite al sistema beneficiarse de todas las capacidades técnicas síncronas que estos equipos aportan de "manera natural" y, por tanto, mejorar per sé, el funcionamiento y estabilidad dinámica del sistema.

La generación síncrona en los subsistemas eléctricos canarios se encuentra concentrada en muy pocos nudos, incluso a veces en un único nudo por isla. Esto supone una debilidad y un riesgo intrínseco a la seguridad de suministro, al convertirse estas subestaciones en puntos críticos para el funcionamiento del sistema. La incorporación de compensadores síncronos en otros nudos, mitiga en parte este riesgo, porque, si bien los compensadores síncronos no aportan potencia activa, sí que aportan otras capacidades (como son, potencia de cortocircuito, control dinámico de la tensión e inercia) que, al repartirse geográficamente en la isla, dotan de mayor fiabilidad al funcionamiento del sistema.

Un ejemplo para ilustrar este beneficio es analizar el impacto que tiene incorporar compensadores síncronos en el tamaño de las ZIE a efectos de evaluar la capacidad de acceso de MPE. Los compensadores síncronos suponen un nuevo punto de control dinámico de tensión y ello mejora la estabilidad de tensión de la isla, y por tanto fracciona las ZIE que englobarían prácticamente a toda la isla en ausencia de estos. Más abajo se observa visualmente este efecto al considerar los CS de 25 Mvar propuestos en Gran Canaria, Tenerife y Fuerteventura.

Figura 16. Efecto de los CS sobre las ZIE



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

En la práctica reducir el tamaño de las ZIE supone:

Reducir el riesgo de interacciones entre controles de los MPE en servicio o con permisos de acceso otorgado y viabilizar por tanto los accesos concedidos. Dado que el criterio con el que se han otorgado los permisos de acceso hasta este momento[6] era un criterio nodal (no tenía en cuenta el efecto de las ZIE) con los nuevos criterios de la Circular 1/2021 (y en particular teniendo en cuenta el criterio WSCR), una parte significativa de la producción de la generación con permisos otorgados en Canarias podría verse limitada por este motivo. Los compensadores síncronos reducen de forma significativa esta potencial limitación.

Mejorar la integración de la generación a la que ya se ha otorgado capacidad de acceso con los criterios vigentes previamente a la Circular 1/2021 de la CNMC, por el efecto de reducir el tamaño de las ZIE y de la potencia de cortocircuito aportada por los CS. El incremento de los valores límite por WSCR permitirá una mayor integración de la generación renovable disponible y reduciendo significativamente la necesidad de imponer a la generación limitaciones por este motivo y facilitando lograr una mayor proporción de generación renovable en la cobertura de la demanda de estos sistemas.

4.3. Conclusiones

La naturaleza aislada de los sistemas eléctricos canarios les hace más vulnerables a los retos que plantea la alta penetración de energías renovables prevista por el PNIEC. La fortaleza de la red, que puede medirse en términos de potencia de cortocircuito, es una característica fundamental para garantizar el correcto funcionamiento de los Módulos de Parque Eléctrico (MPE), en particular generadores eólicos y fotovoltaicos.

Estudios realizados evidencian la necesidad de incorporar elementos, tales como los compensadores síncronos (CS), que aporten a los subsistemas de Gran Canaria, Tenerife y Lanzarote-Fuerteventura, nuevos puntos de control dinámico de tensión y de inyección de corriente de cortocircuito e inercia, para fortalecer el sistema y reducir así el riesgo de potenciales interacciones entre los controles de la electrónica de potencia.

En ausencia de los CS propuestos, las Zonas de Influencia Eléctrica (ZIE) en estos sistemas englobarían a la mayor parte de nudos de cada una de estas islas. La incorporación de CS de 25 Mvar en Gran Canaria, Tenerife y sur de Fuerteventura permite fraccionar estas ZIE y así mejorar la integración de generación renovable de MPE por el criterio ligado a la potencia de cortocircuito (criterio WSCR) en estos subsistemas, y reducir el riesgo de interacciones para la generación que ya dispone de permisos de acceso otorgados.

6 Criterio 5 % de Scc definido en el Anexo XV del RD 413/2014.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

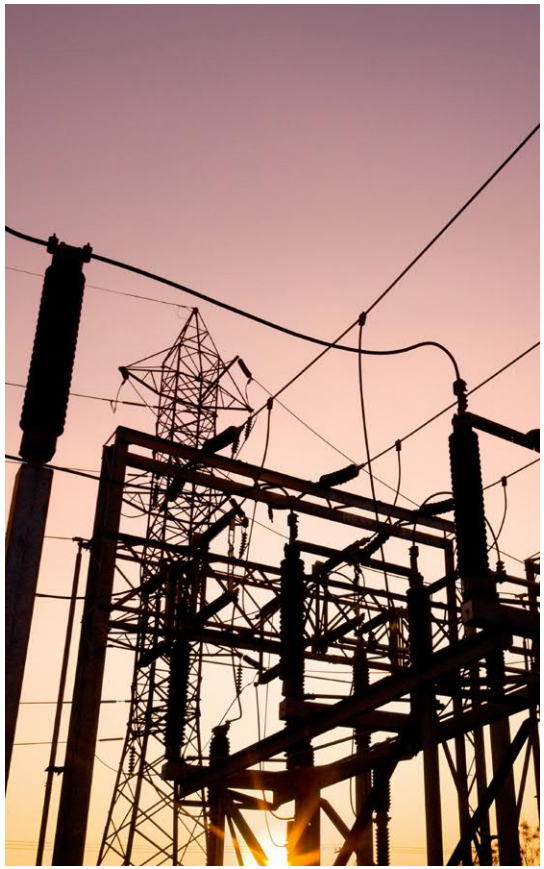
5. Anexo - Capacidad de transporte dinámica

5.1. Dynamic line rating (DLR) como alternativa al desarrollo de la RdT

Teniendo en cuenta lo establecido en 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 (RdT) de energía eléctrica con horizonte 2026, y en particular el principio rector "h) La maximización de la utilización de la red existente, renovando, ampliando capacidad, utilizando las nuevas tecnologías y reutilizando los usos de las instalaciones existentes", el operador del sistema, tras los análisis desarrollados en el ámbito de la planificación 2021-2026, propone, entre otras actuaciones, la instalación de sistemas de monitorización en tiempo real en un conjunto de líneas aéreas o mixtas, con objeto de determinar su capacidad de transporte utilizando las técnicas del Dynamic Line Rating (DLR) o también conocidas como Real-Time Thermal Rating (RTTR).

Dichos sistemas de monitorización instalados en las líneas de la red de transporte permiten la implementación del DLR. El DLR básicamente consiste en estimar en tiempo real los valores de la capacidad de transporte de las líneas de la red eléctrica en función de distintas variables medibles que permiten su cálculo: condiciones climáticas, medidas de temperatura del conductor en tiempo real, flecha del vano, inclinación de conductores, medida de la vibración del conductor, etc... en consecuencia, hacer DLR consiste en calcular la intensidad máxima que puede transportar una línea, atendiendo a las condiciones ambientales o de estado del conductor instantáneas, respetando en todo momento los límites térmicos de la instalación, y garantizando las distancias de seguridad establecidas en los reglamentos electrotécnicos, sin provocar en la instalación ni una degradación ni un envejecimiento prematuro, al ser siempre las condiciones de funcionamiento coherentes con los límites técnicos (térmicos) de la instalación.

En contraposición, actualmente, de forma generalizada, se calcula la capacidad de transporte de las líneas de la red eléctrica teniendo en cuenta el modelo térmico de las líneas, pero tomando las condiciones climatológicas de forma estacional, en base a datos estadísticos históricos. Es decir, en la actualidad, para los circuitos aéreos, y conforme a lo establecido en el procedimiento de operación 1.2. y 1 SENP, se definen cuatro valores de capacidad de transporte (excepto en Canarias, que sólo se considera un valor) correspondiente a las cuatro estaciones del



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

año. Con DLR, se operará con valores de capacidad de transporte "instantáneos", calculados en tiempo real, atendiendo a las condiciones reales a las que está sometida la instalación.

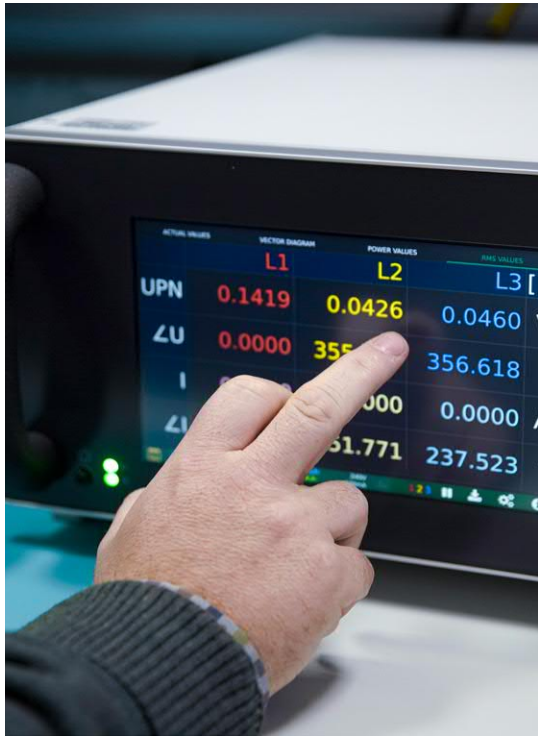
Migrar de un modelo de capacidades de transporte estacionales a una monitorización real con DLR supone una optimización del uso de los activos de la red de transporte ya que, en muchas ocasiones, con la misma infraestructura es posible transportar mayor potencia. No obstante, para ello es necesario:

- una adecuada monitorización de la línea, para conocer las condiciones reales térmicas de la instalación a lo largo de todo su trazado;
- el desarrollo de sistemas de comunicaciones, que permitan transmitir de manera fiable y segura la información capturada en campo;
- un tratamiento minucioso de la información, para determinar correctamente la intensidad máxima admisible en el conductor en tiempo real;
- el establecimiento de modelos de previsión que permitan predecir los valores estimados de capacidad de transporte para las próximas horas; y
- modificaciones en los sistemas de control y aplicaciones que permitan incluir los nuevos valores de capacidades de transporte, y sus previsiones, en los procesos de la operación del sistema.

En todo caso, el potencial beneficio de la aplicación del DLR es altamente dependiente del activo en cuestión al que se aplique, puesto que son las condiciones ambientales a las que está sometida la línea a lo largo de su trazado y los márgenes de seguridad en distancias utilizados en su diseño las que lo determinan. La longitud de la línea, la orografía del terreno que atraviesa, las condiciones climáticas de su entorno... son factores que impactan en el DLR, tanto en sus resultados como en el nivel de monitorización necesario.

En la actualidad existen diversas tecnologías para poder aplicar DLR a un circuito, con distinto grado de madurez y fiabilidad, basadas en metodologías de monitorización discreta o distribuida, que miden o monitorizan sólo variables ambientales y/o miden variables físicas de la propia instalación. Las características particulares de cada instalación, sus vanos críticos, así como el grado de desarrollo tecnológico que en los próximos años experimente el DLR, determinarán en última instancia la mejor solución para aplicarlo a los circuitos de la red de transporte.

Así mismo, el coste de las diferentes tecnologías también es diferente, en función del grado de monitorización necesaria, según si la solución es utilizando tecnología y sistemas desarrollados en REE o si son soluciones comerciales completas. En el ámbito de los estudios de la planificación 2021-2026, se ha considerado el mínimo coste para el cual se conoce que a día de hoy existe una solución para implementar DLR. En todo caso, la solución tecnológica final para implementar DLR, y el grado de monitorización de las instalaciones (número de sensores a instalar), dependerá en última instancia de las características particulares de cada instalación, del avance el desarrollo tecnológico y de la experiencia ganada en REE de implementación de DLR.



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

5.2. Criterios para la identificación del DLR como solución para la planificación 2021-2026. Beneficios para el sistema

En el ámbito de los estudios de la planificación 2021-2026, se han valorado en torno a 200 líneas de la red de transporte para determinar el potencial beneficio de una solución DLR. El beneficio del DLR, es decir, el potencial incremento de la capacidad de transporte de la línea, se ha determinado en base a la mejor información meteorológica histórica disponible, en particular, a los registros horarios históricos de las variables temperatura ambiente, irradiación solar, velocidad y dirección del viento, de las estaciones meteorológicas de la Organización Meteorológica Mundial.

Esta información histórica disponible, por lo general corresponde a puntos alejados del trazado de las líneas de la red. Tras diversos análisis de la correlación entre medidas de diferentes estaciones meteorológicas, se ha concluido con que para que la estimación del potencial beneficio del DLR sea razonable, no todas las variables registradas en las estaciones meteorológicas remotas pueden ser consideradas directamente. En particular, los resultados mostraron que la temperatura ambiente y la irradiación solar sí tienen correlación entre estaciones meteorológicas locales (estaciones meteorológicas instaladas en la propia línea) y remotas, mientras que la velocidad y la dirección del viento no guardan apenas correlación, siendo además las variables más influyentes en la refrigeración, y por tanto en la determinación de la capacidad de transporte de una línea. Es por ello por lo que se ha decidido tomar unas condiciones ambientales relativamente conservadoras que determinar el potencial del DLR en estudios de la planificación:

- Para la temperatura ambiente, se consideran los registros históricos horarios de las estaciones meteorológicas remotas ubicadas en aeropuertos o provincias, con datos disponibles gratuitamente a través de la Organización Meteorológica Mundial.
- Para la irradiación se considera un valor calculado analíticamente para el supuesto conservador de que el cielo esté despejado, de tal forma que se elimine la dispersión que muestran los resultados
- Para la velocidad de viento en la línea se tomará una función discontinua en función del valor de viento medido en la estación meteorológica remota, y la dirección siempre se considerará perpendicular:

$$v_W = \begin{cases} 0{,}6\ \text{m/s} & L90^\circ, \quad \text{viento}_{\text{medidoRemoto}} < 10\text{m/s} \\ 2\ \text{m/s} & L90^\circ, \quad \text{viento}_{\text{medidoRemoto}} \geq 10\text{m/s} \end{cases}$$

Para el análisis de la idoneidad de aplicación del DLR sobre las líneas de la red de transporte en el ámbito de la Planificación 2021-2026 se han analizado los resultados por un lado desde el punto de vista de la ganancia en capacidad de transporte que se obtiene con DLR con respecto a la capacidad de transporte estacional y, por otro lado, desde el punto de vista de la resolución de las sobrecargas identificadas en los análisis.

- Desde el punto de vista de la ganancia de capacidad de transporte con DLR frente a la capacidad estacional, se definen los siguientes indicadores:
  - Corte con la monótona. Ordenando para cada estación, los resultados de capacidad de transporte horaria con DLR de mayor a menor (es decir, representando la monótona), y cruzándola con el valor de capacidad estacional, se obtiene el valor del corte con la monótona, que da idea de qué porcentaje de tiempo el DLR estaría arrojando mayor capacidad de transporte que el cálculo de la ratio estacional. Cuanto mayor sea este valor de corte con la monótona, mayor es el número de horas que el DLR ha dado mayor capacidad de transporte, por lo

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

que de alguna forma se puede considerar que mayor es la probabilidad que el DLR dé mayores capacidades en un futuro. En la figura 23 se representan estos valores para cada estación del año para el ejemplo de la L/ Llucmajor - Son Orlandis 66 kV.

Dado que la variable viento utilizada en la ecuación de cálculo del DLR, es una variable considerada de manera conservadora (no refleja el viento real en la instalación), el punto de corte de estas monótonas con la capacidad de transporte estacional no debe ser interpretado directamente como el riesgo asociado al cálculo de la capacidad de transporte estacional (entendiéndose este riesgo como la probabilidad de que la capacidad de transporte estacional refleje valores superiores a las capacidades térmicas reales de la instalación).

- Máxima capacidad obtenida con DLR. Es la máxima capacidad de transporte horaria que se obtiene con DRL, expresada en porcentaje respecto al ratio de capacidad de transporte. Este valor acota la mayor ganancia esperable en términos de capacidad de transporte de la línea. En la siguiente figura se muestra gráficamente el indicador para la estación invierno en la L/ Llucmajor - Son Orlandis 66 kV.

Figura 17. Representación gráfica del indicador "corte con la monótona"

Representación de la CdT estacional vs CdT horaria con DLR (monótona) L/66kV Llucmajor - Son Orlandis

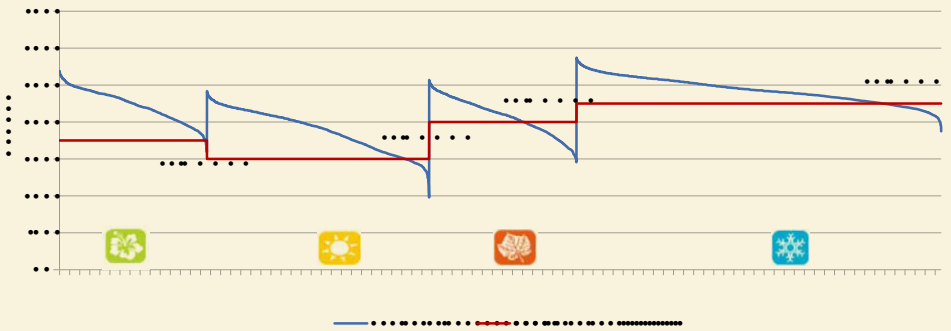
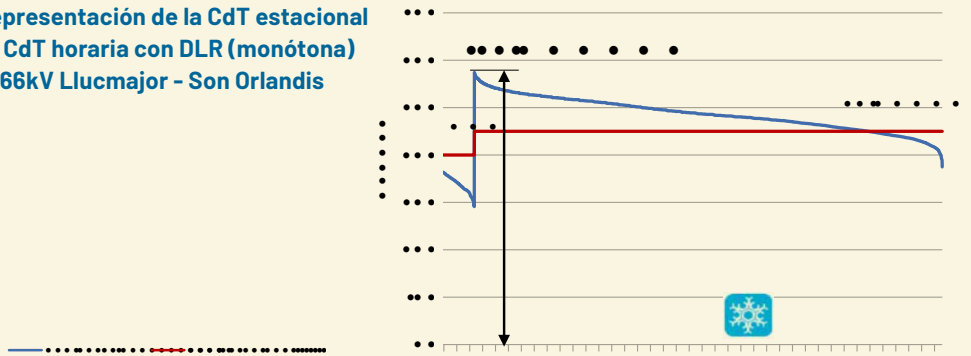


Figura 18. Representación gráfica de la máxima capacidad de transporte obtenida con DLR

Representación de la CdT estacional vs CdT horaria con DLR (monótona) L/66kV Llucmajor - Son Orlandis



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

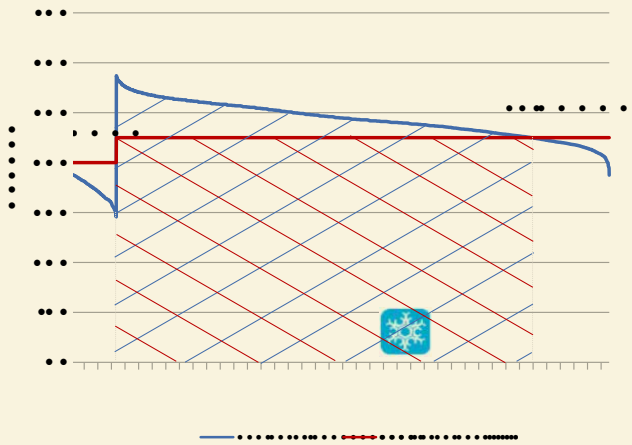
- Factor de ganancia. Es la ratio entre la capacidad de transporte del DLR y la estacional, calculada de forma agregada para todas las horas de una estación en las que la capacidad de transporte implementando DLR es mayor que la estacional. Cuanto mayor sea la ratio, mayor es el incremento de capacidad logrado cuando se implementa DLR.

  En la figura 19, a la derecha, para la estación invierno en la L/ Llucmajor – Son Orlandis 66 kV se muestra una representación gráfica de los valores que conforman la ratio (área rayada en azul/ área rayada en naranja).

- Desde el punto de vista de la resolución de sobrecargas, debe tenerse en cuenta que el DLR, a diferencia de otras soluciones estructurales como pueden ser las repotenciaciones, no representa un incremento de capacidad de transporte permanente y estable en la línea. Por ello, su idoneidad como solución de planificación, no sólo depende de los indicadores antes mencionados, sino que además depende de que los momentos en los que se puede operar la línea con mayor capacidad coincidan con los momentos en los que el sistema lo necesita. Ello se ha evaluado pormenorizadamente en los estudios realizados para la Planificación 2021-2026, comparando para los 8.760 casos horarios del escenario en el horizonte 2026 las sobrecargas en la red comparadas con los valores de capacidad de transporte horario (DLR) esperado para las líneas. Resultado de estos análisis y de la aplicación de la metodología de análisis coste beneficio (CBA) resulta el conjunto de actuaciones de aplicación del DLR incluidos en el presente plan.

Figura 19. Representación gráfica del indicador "factor de ganancia"

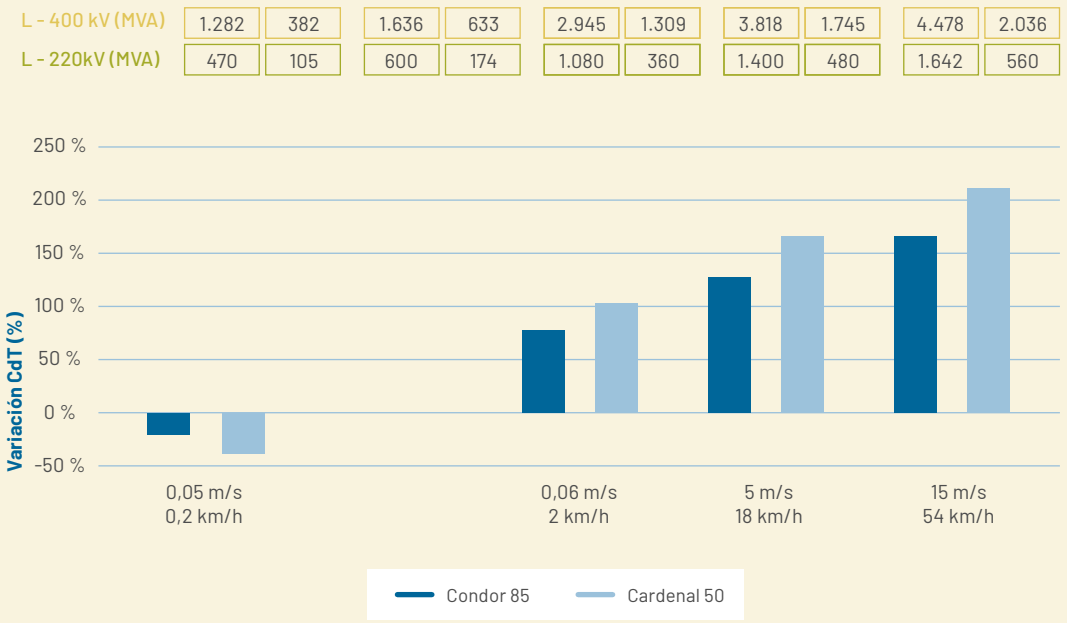
Representación de la CdT estacional vs CdT horaria con DLR (monótona) L/66kV Llucmajor - Son Orlandis



Con carácter general, el DLR presenta una correlación positiva para resolver congestiones ligadas a la evacuación de generación eólica. En estos casos, es el viento el factor dominante en la causalidad de las congestiones, pero, a la vez, también lo es en la propia solución, al ser el factor con más impacto positivo en el incremento de capacidad de transporte, tal y como se muestra en la siguiente figura.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Figura 20. Influencia del viento en la capacidad de transporte de las líneas



El DLR, puede ser además una solución combinada con soluciones tradicionales de repotenciación. En estos casos el beneficio del DLR puede ser doble. Por un lado, su previsible despliegue más rápido que la solución estructural permitirá obtener beneficios adicionales (aunque no suficientes) a una solución simple de sólo repotenciación; en tanto se ejecuta la repotenciación, el sistema podrá beneficiarse de ganancias de capacidad adicionales derivadas del DLR. Finalmente, una vez la repotenciación se haya ejecutado, se podrán obtener capacidades en las líneas superiores a las nominales derivadas de la repotenciación, si fuesen necesarios. En caso de que estos incrementos adicionales no fuesen necesarios, la versatilidad y modularidad del DLR, aporta un beneficio adicional de flexibilidad, puesto que la sensorización podría utilizarse para otras líneas de la red, y trasladar su beneficio a otras instalaciones en las que sí que se requirieran mayores capacidades que las nominales estacionales.

Adicionalmente a todo lo anterior, debe identificarse la solución DLR como herramienta de aproximación hacia una red más inteligente y más digitalizada. El DLR a día de hoy, es una tecnología innovadora, y como tal, se considera procedente desplegarla en todo el territorio (peninsular e insular) para poder valorar realmente, con soluciones concretas implementadas, el beneficio aportado en función de las características de los distintos sistemas eléctricos y condiciones territoriales. Por este motivo, en las actuaciones de DLR planificadas, se ha considerado además como criterio, el disponer de una representación de estas soluciones en distintas áreas geográficas del sistema eléctrico español. Se pretende así, que la propia implementación práctica del DLR, sirva como banco de adquisición de conocimiento y consolidación de la solución tecnológica, para un potencial mayor despliegue en el futuro.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

5.3. Aplicabilidad del DLR

Conforme a lo expuesto en el apartado anterior, en el ámbito de los estudios del plan de desarrollo de la red de transporte 2021-2026, se ha evaluado la idoneidad del DLR sobre unos 200 circuitos de la red de transporte. En base a los resultados obtenidos, y teniendo en cuenta el carácter innovador de la solución (y en consecuencia su riesgo intrínseco al ser una solución no plenamente probada y validada), se ha acotado el uso de esta solución a un conjunto limitado de líneas, pero que en todo caso permita una aproximación firme a esta solución.

El plan de desarrollo incluye monitorizar con DLR un total de 722 km distribuidos en 23 líneas de la red de transporte del territorio nacional, de las cuales 14 líneas se encuentran en el sistema eléctrico peninsular, 3 líneas en el sistema eléctrico balear y 6 líneas en el sistema eléctrico canario.

La siguiente tabla muestra por tanto las actuaciones de implementación del DLR incluidas en el plan:

Tabla 2. Líneas incluidas en el plan para la aplicación de DLR en el horizonte 2021-2026

Líneas en las que instalar DLR	Comunidad	L [km]
L/ Aragón – Mequinenza 400 kV	Aragón	54
L/ Vandellós - La Plana 400 kV	Cataluña	156
L/ Pazos de Borbén - Tomeza 220 kV	Galicia	20
L/ Tibo - Tomeza 220 kV	Galicia	27
L / Logroño - El Sequero 220 kV	La Rioja	27
L/ Palencia - Renedo 220 kV	Castilla y León	65
L/ La Selva - Tarragona 220 kV	Cataluña	16
L/ María - Fuendetodos 1 220 kV	Aragón	30
L/ María - Fuendetodos 2 220 kV	Aragón	30
L/ Pont de Suert - La Pobla 220 kV	Cataluña	29
L/ La Pobla - T de Sesue 220 kV	Cataluña	55
L/ Riera de Caldes - Sentmenat 220 kV	Cataluña	10
L / Llucmajor - Son Orlandis 1 66 kV	Baleares	18
L / Llucmajor - Son Orlandis 2 66 kV	Baleares	18
L/ Ibiza - San Antonio 66 kV	Baleares	10
L/ Escucha - Híjar 220 kV	Aragón	57
L/ Escatrón - Híjar 220 kV	Aragón	16
L/ Aldea Blanca - Agüimes 66 kV	Canarias	6
L/ Agüimes - Escobar 66 kV	Canarias	14
L/ Candelaria – Geneto 1 66 kV	Canarias	10
L/ Candelaria - Geneto 2 66 kV	Canarias	10
L/ Arico II - Polígono de Güimar 66 kV	Canarias	22
L/El Poris-Candelaria 66kV	Canarias	22

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

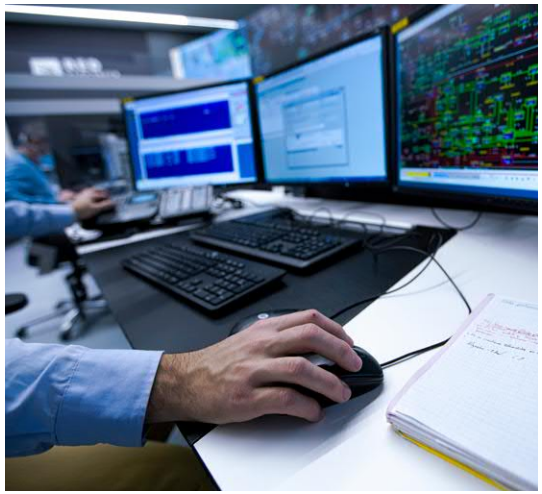
6. Anexo - calidad de servicio y relación con características de la red de transporte

6.1. Situación histórica de la calidad de servicio de la red de transporte en el conjunto de los sistemas peninsular, balear y canarios

Históricamente (considerando la última década) la calidad de servicio en la red de transporte del Sistema Eléctrico Español (SEE), en lo que se refiere a continuidad y calidad de suministro ha sido en términos generales adecuada.

Los indicadores globales de continuidad de suministro de la red de transporte son la Energía No Suministrada (ENS) y el Tiempo de Interrupción Medio (TIM). El valor de referencia más relevante es el asociado al TIM, que la normativa establece en 15 minutos.

En los sistemas eléctricos peninsular (SEPE) y balear (SEB) los indicadores globales de continuidad de suministro han estado de manera estable dentro de los valores de referencia establecidos en la normativa vigente, reflejando un nivel de calidad global adecuado, y tendente a la mejora, particularmente en el SEPE. Sin embargo, en los Sistemas Eléctricos Canarios (SEC) se ha puesto de manifiesto un grado de calidad inferior, registrándose en los últimos 10 años incumplimientos en los indicadores de referencia de continuidad de suministro ocasionales pero relevantes.



La calidad de servicio de la red de transporte presenta generalmente unos valores que cumplen con las referencias normativas, aunque con cierto margen de mejora en el sistema eléctrico canario, donde ocasionalmente se han presentado desviaciones mayores respecto a dichas referencias.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Figura 21. TIM histórico SEPE y SEB

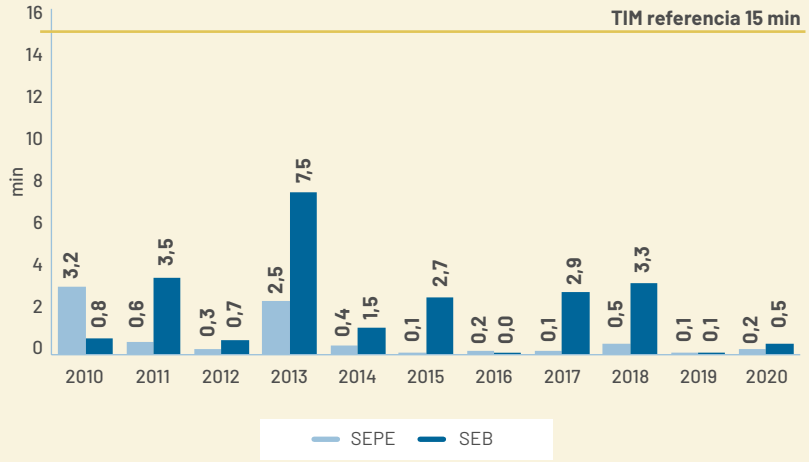
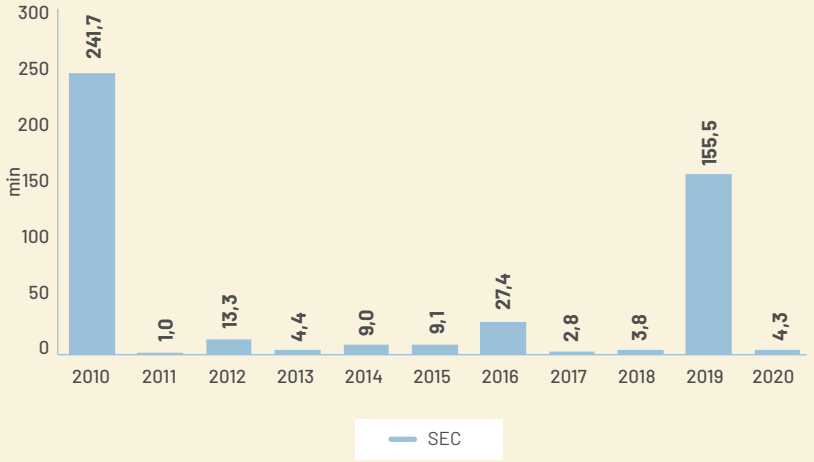


Figura 22. TIM histórico SEC



Introducción

Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)

Metodología de análisis

Resultados

Anexos

I: Red de partida

II: Nuevas actuaciones

III: Anexos técnicos

Figura 23. Evolución histórica de la Energía No Suministrada (ENS) en SEPE ,SEB y SEC

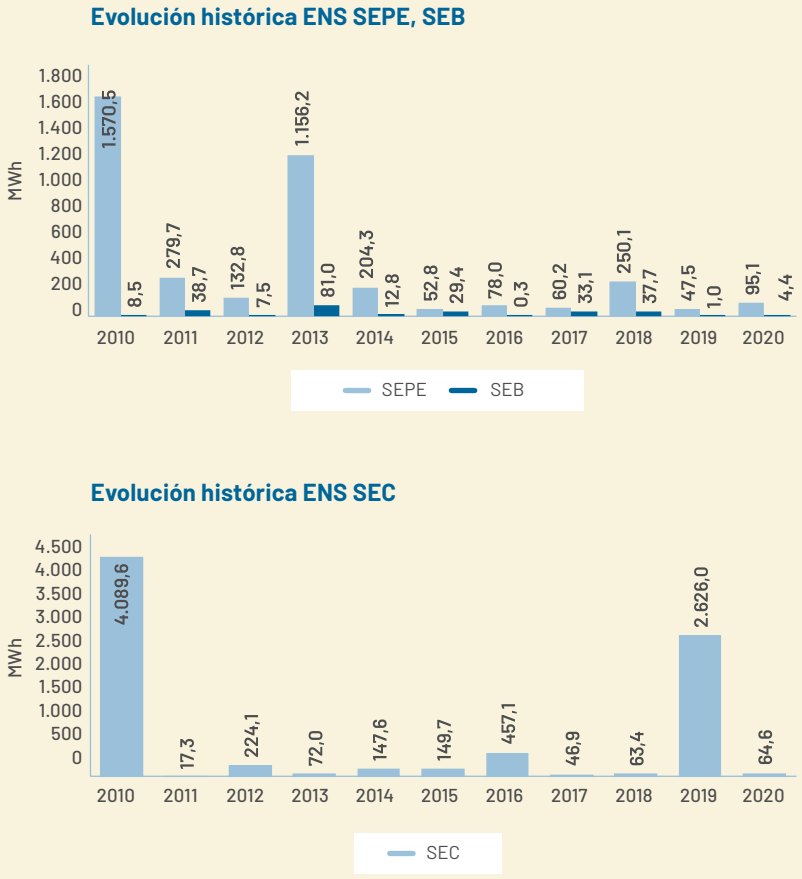
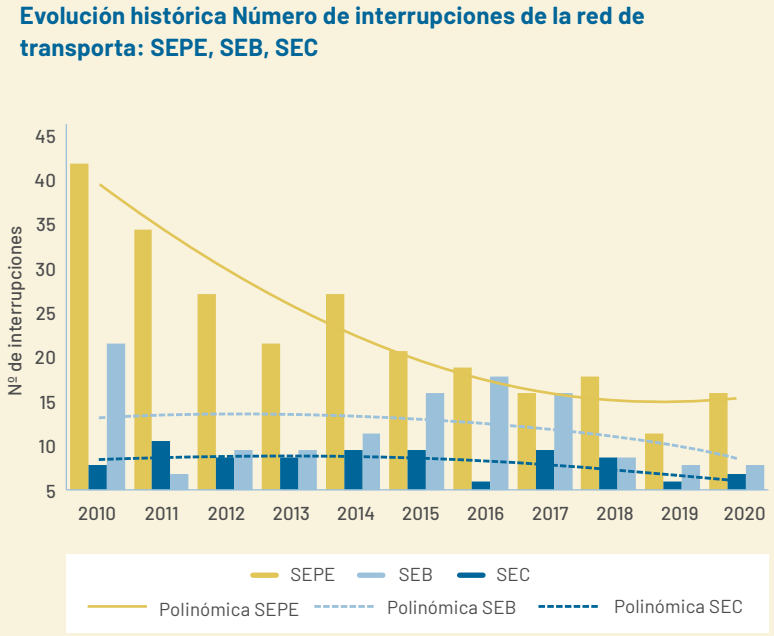


Figura 24. Evolución histórica del número de interrupciones en la red de transporte



Introducción

Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)

Metodología de análisis

Resultados

Anexos

I: Red de partida

II: Nuevas actuaciones

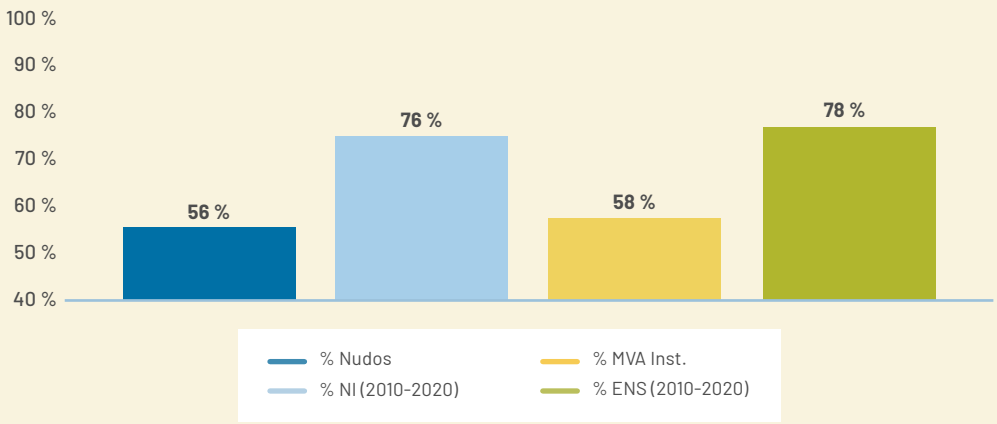
III: Anexos técnicos

6.2. Análisis de la influencia sobre la calidad de servicio de la topología y mallado de la red de transporte

A continuación, se presenta un análisis para los distintos sistemas eléctricos en el que se relacionan características topológicas y de mallado de la red de transporte y los efectos en términos de energía no suministrada, tiempo de interrupción o número de interrupciones asociadas a las mismas. El objetivo del mismo es proporcionar información relevante para la identificación de posibles necesidades de desarrollo de la red de transporte ligadas a la calidad de servicio y continuidad de suministro.

Como factores generales más relevantes con influencia en la continuidad de suministro (interrupciones registradas en un período de estudio 2010-2020) se han identificado la topología de la red de transporte y la influencia de la red subyacente a la red de transporte.

Figura 25. Efecto simple barra % Nudos y MVA vs ENS y NI en SEC



La topología de la red de transporte se ha analizado teniendo en cuenta la influencia sobre la calidad de servicio la topología local de los nudos en los que se han registrado las interrupciones, y particularmente la relativa a subestaciones con configuración de simple barra (como capítulo más relevante de las instalaciones de configuración no preferente según P013.3).

En las subestaciones con configuración de simple barra se concentran para el Sistema Eléctrico Canario un 76 % del número de interrupciones registradas entre los años 2010-2020 con una ENS del 78 % del total del mismo, pese a representar un 56 % del número de nudos y un 58 % de la potencia instalada de transformación transporte-distribución.

La frecuencia de ocurrencia de interrupciones en términos relativos es superior en nudos insuficientemente mallados. Este efecto es más acusado en los sistemas no peninsulares.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Figura 26. Topología y número de interrupciones por topología en el sistema eléctrico

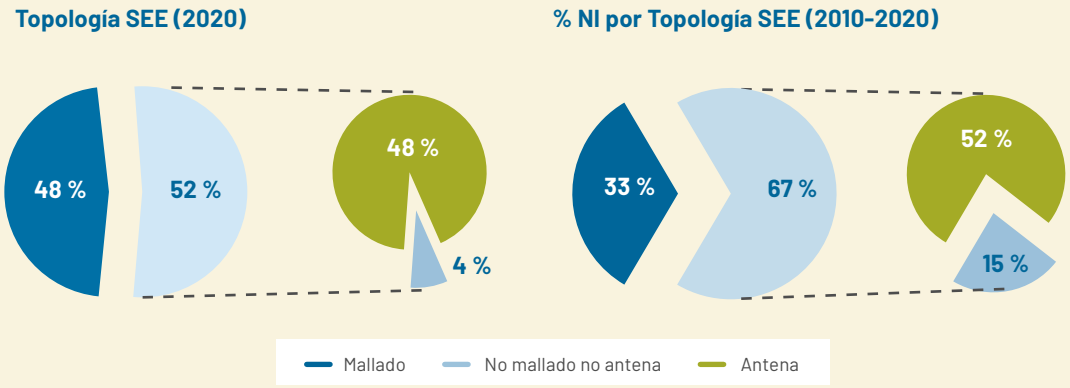
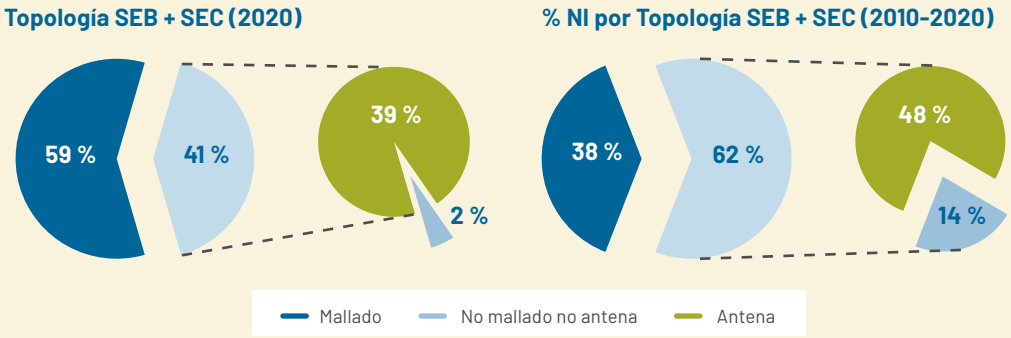


Figura 27. Topología y número de interrupciones por topología en los sistemas eléctricos balear y canarios



El mallado de las subestaciones es un factor muy significativo, ya que la mayor parte de las interrupciones (aproximadamente un 67 % del total del número de interrupciones –NI- entre 2010 y 2020) se han producido en nudos "insuficientemente mallados"[7] que suponen el 52 % del total de nudos de la red de transporte.

Esta proporción es significativamente mayor en el caso de los sistemas no peninsulares, en los que se alcanza un 62 % de interrupciones frente a un porcentaje de 41 % de nudos insuficientemente mallados.

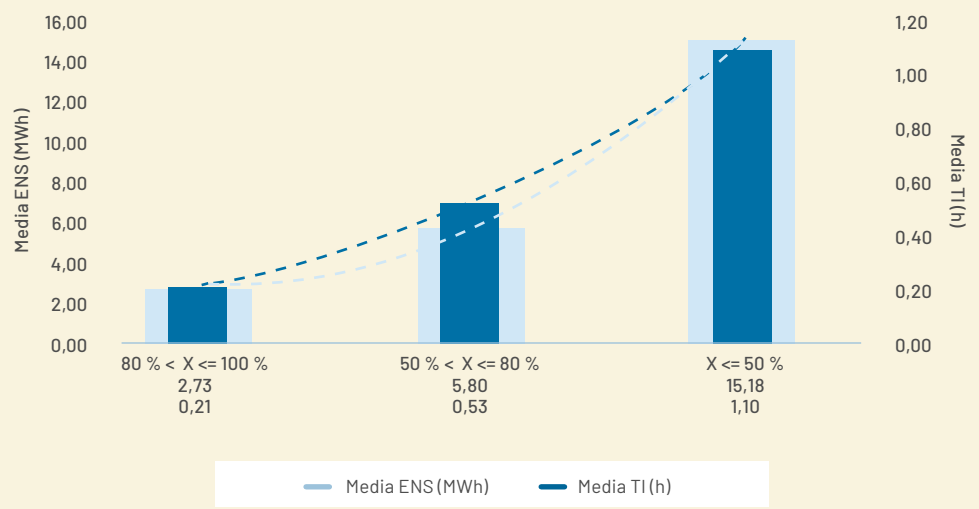
En cuanto a la influencia sobre la red subyacente de situaciones de indisponibilidad en la red de transporte se identifica el efecto, particularmente significativo para el conjunto de los sistemas eléctricos no peninsulares, de que la red de distribución cuente con un apoyo propio insuficiente.

7 Se consideran nudos insuficientemente mallados a aquellos nudos de 400 kV que se conectan a otros nudos de la red de transporte mediante no más de 2 líneas de 400 kV y con menos de 2 transformadores 400/220 kV. En el caso de 220 kV se consideran insuficientemente mallados a aquellos que conectados a otros nudos de la red de transporte mediante no más de 2 líneas de 220 kV y ningún transformador 400/220 kV.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

La configuración en simple barra de subestaciones y en particular en aquellas con demanda conectada directamente o a través de la red de distribución, supone riesgo de afección mayor en términos de energía no suministrada ante la ocurrencia de una interrupción de suministro que se agrava en sistemas con menor grado de mallado.

Figura 28. Afección grado apoyo propio RdD ante indisponibilidad de RdT vs ENS y TI



El grado de apoyo que la propia red de distribución pueda aportar frente a interrupciones de suministro en puntos frontera de la red de transporte, permite minimizar el impacto de dichas perturbaciones en el consumidor final que conecta generalmente en dicha red de distribución. En este sentido, es claro el efecto positivo del grado de apoyo propio de distribución sobre la ENS media y el TI medio en puntos frontera de la red de transporte. A continuación, se presentan los valores indicados de estos indicadores para las interrupciones de suministro registradas en el período 2010-2020, para distintos valores de grado de apoyo desde la propia red de distribución.

La influencia en términos de seguridad de suministro de un mallado insuficiente de los nudos de la red de transporte es un factor es especialmente relevante en los sistemas no peninsulares.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

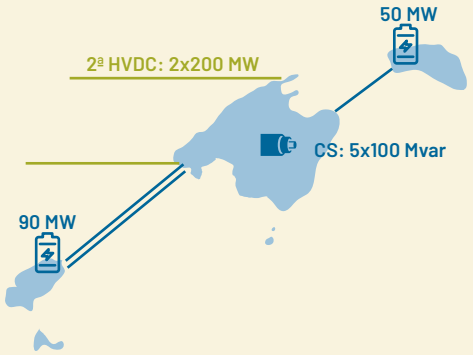
7. Anexo - análisis CBA con pint secuencial en el proyecto del refuerzo de la conexión eléctrica entre la Península y baleares

7.1. Introducción

El refuerzo de la interconexión eléctrica entre Península y Baleares comprende un conjunto de actuaciones con impacto en las capacidades de intercambio tanto con Península como entre islas. Concretamente dicho refuerzo consta de las siguientes actuaciones:

- Nuevo enlace submarino en corriente continua (HVDC) con tecnología VSC, entre El Fadrell (Castellón) y San Martín (Mallorca) formado por un bipolo con retorno metálico de capacidad 2x200 MW.
- Instalación de sistemas de almacenamiento: 90 MW de baterías y 67,5 MWh de capacidad en la isla de Ibiza y 50 MW de baterías y 37,5 MWh de capacidad en la isla de Menorca.
- Compensadores síncronos en la isla de Mallorca de una capacidad total de 500 Mvar y ubicados en tres subestaciones distintas: San Ponsa 220 kV, LLubí 220 kV y Valldurgent 220 kV.

Figura 29. Actuaciones refuerzo de la interconexión eléctrica entre Península y Baleares



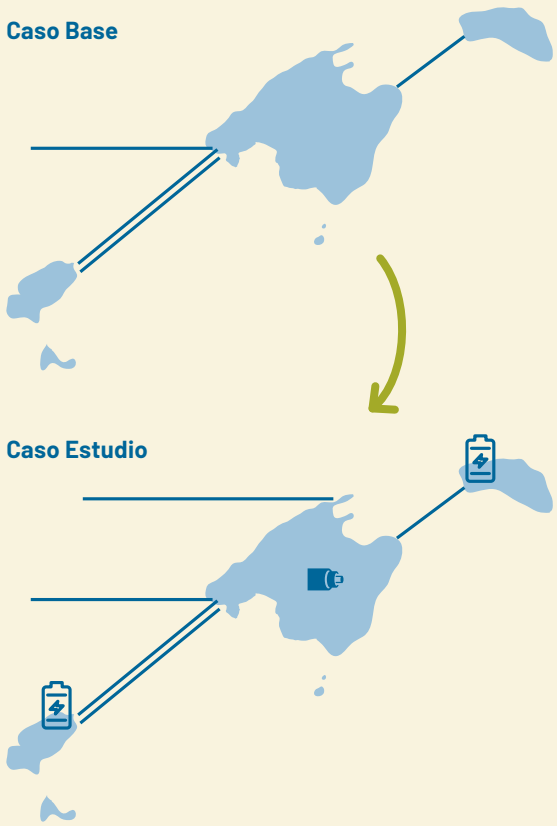
El refuerzo de la interconexión entre Península y Baleares comprende un conjunto de actuaciones cuyo análisis CBA es positivo. No obstante, cada una de dichas actuaciones se irá poniendo en servicio en períodos cronológicos distintos. Interesa, por tanto, conocer el análisis CBA de cada una de ellas por separado.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

En el presente anexo se presenta el análisis coste beneficio del conjunto de actuaciones al completo que componen el refuerzo de la interconexión entre Península y Baleares. Los resultados de este análisis muestran beneficios de mayor cuantía que los costes y, por tanto, un CBA positivo para todas las actuaciones en su conjunto frente a una situación en la que no se consideran dichas actuaciones, es decir, con la metodología PINT.

Ahora bien, debido a la diferente complejidad técnica de cada una de las actuaciones que componen el refuerzo es probable que su puesta en servicio tenga lugar en períodos cronológicos distintos. Por lo tanto, es conveniente conocer el análisis CBA de cada una de las actuaciones por separado, es lo que se denomina análisis PINT secuencial con objeto de determinar si alguna de ellas pudiera no presentar por sí sola un análisis CBA positivo y obtener información sobre la secuencia de puesta en servicio de las diferentes actuaciones que maximiza el beneficio para el sistema.

Figura 30. Análisis CBA del conjunto de actuaciones de refuerzo de la interconexión entre Península y Baleares



BENEFICIOS

Reducción emisiones CO_2
905 kt/año

Integración renovables
236 GWh/año

Inversión total
1.154 M€

Beneficio anual
148 M€/año

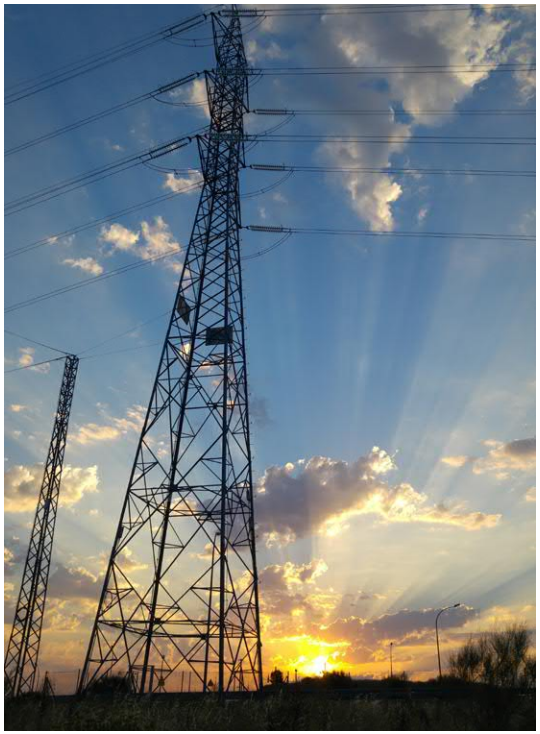
VAN
1.157 M€

Beneficio anual / Inversión año 1
1,2

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

7.2. Análisis PINT secuencial de las actuaciones del refuerzo de la interconexión entre Península y baleares

A continuación, en los siguientes apartados, se presenta el análisis PINT secuencial para cada una de las actuaciones que forman parte del refuerzo de la interconexión entre Península y Baleares:



7.2.1. Análisis CBA de los sistemas de almacenamiento en baterías

En el sistema Balear se propone la instalación de dos sistemas de almacenamiento de 140 MW de capacidad total: uno de 90 MW / 67,5 MWh en la isla de Ibiza y otro de 50 MW / 37,5 MWh en la isla de Menorca. Estas baterías se proponen como elementos plenamente integrados en la red de transporte[8] cuya función no es otra que la de incrementar el intercambio entre Península y Baleares y entre las propias islas del archipiélago en condiciones de seguridad alcanzando un mayor grado de utilización de los enlaces.

El sistema de almacenamiento propuesto permite aumentar la capacidad de intercambio disponible en un enlace o eje de la red de transporte ya que reduce el impacto del criterio "N-1" en la determinación de la capacidad de intercambio disponible en condiciones de seguridad: en caso de producirse la pérdida de un circuito del enlace o eje considerado –"N-1"-, la batería apoyará para suplir el flujo que se transportaba por el circuito afectado durante el tiempo necesario hasta la recuperación del elemento indisponible o hasta la adopción de medidas alternativas de operación, en particular, el arranque de unidades de generación.

Por lo tanto, el sistema de almacenamiento propuesto estará siempre cargado y en situación de espera, es decir, no inyectará energía alguna al sistema en condiciones normales y sólo actuará tras el fallo de un elemento de la red de transporte. Dada la baja probabilidad de estas situaciones, el número de ciclos de funcionamiento es muy reducido y, por tanto, se obtiene un alargamiento de su vida útil.

A continuación, se presenta el análisis CBA de las baterías teniendo en cuenta dos hipótesis distintas: considerando en primer lugar que se ponen en servicio antes que el segundo enlace HVDC entre Península y Baleares y los compensadores síncronos y, en segundo lugar, considerando que entran en operación después de la puesta en servicio del enlace HVDC entre Península y Baleares y los compensadores síncronos.

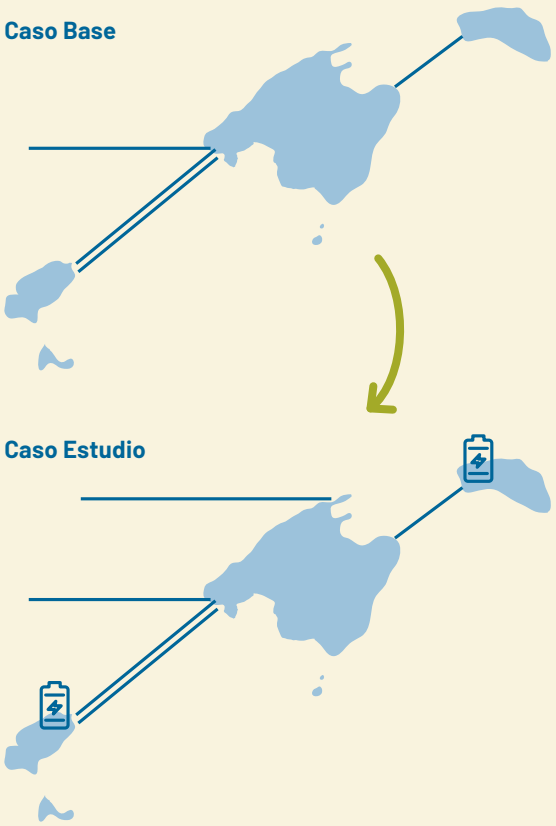
8 El Real Decreto Ley 29/2021 de 22 de diciembre introduce en el Art 34.1 de la Ley del Sector Eléctrico los componentes de red plenamente integrados, incluidas las instalaciones de almacenamiento como aquellos que se utilizan para garantizar un funcionamiento seguro de la red de transporte y no a efectos de balance o gestión de congestiones.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Este incremento de flujo permite alimentar una mayor proporción de la demanda del sistema desde la Península o desde Mallorca y reducir los costes variables de generación del conjunto, una mayor integración de generación renovable ubicada en la Península al poder alimentar demandas en el sistema balear adicionales y, como resultado, una reducción de las emisiones de CO_2.

- **Análisis CBA de las baterías sin segundo enlace HVDC y sin compensadores síncronos:** con esta hipótesis el caso base es el mismo que el considerado en el análisis del refuerzo de la interconexión entre Península Baleares en su conjunto y el caso de estudio considera únicamente los sistemas de almacenamiento en Ibiza y en Menorca (Figura 31).

Figura 31. Análisis CBA de las baterías sin segundo HVDC y sin CS



BENEFICIOS

Reducción emisiones CO_2
203 kt/año

Integración renovables
92 GWh/año

Inversión total
135 M€

Beneficio anual
41 M€/año

VAN
657 M€

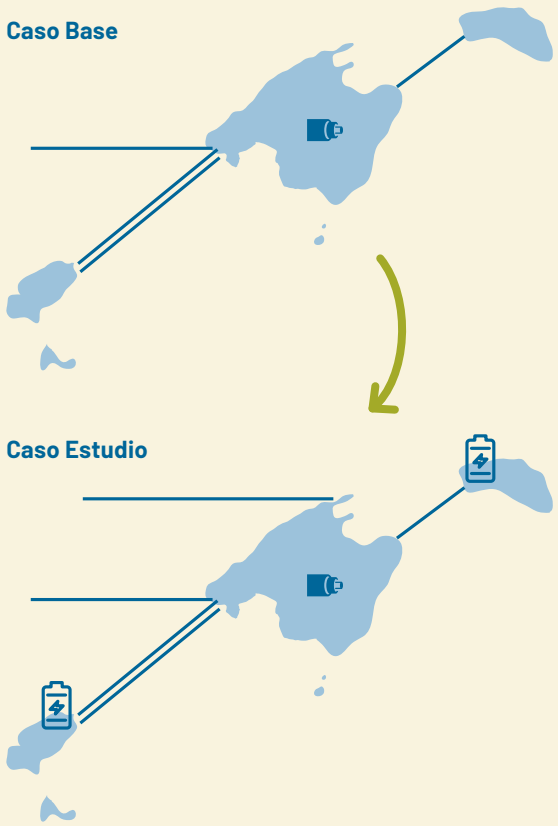
Beneficio anual / Inversión año 1
2,4

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

- **Análisis CBA de las baterías con segundo enlace HVDC y con compensadores síncronos:** con esta hipótesis el caso base considera el segundo HVDC y las compensadores síncronos en servicio y el caso de estudio considera las actuaciones del caso base al que se le añaden las baterías en Ibiza y Menorca (Figura 32).

En ambas hipótesis, el incremento de flujo por los enlaces que permite las baterías permite alimentar una mayor parte de la demanda del sistema balear desde la Península y reducir el funcionamiento de los grupos ubicados en Baleares, con coste más elevado. Así se consigue reducir los costes variables de generación del conjunto, una mayor integración de generación renovable ubicada en la Península y la reducción de las emisiones de CO_2. Se obtiene, por tanto, un análisis CBA positivo para las actuaciones de almacenamiento en baterías en ambas hipótesis.

Figura 32. Análisis CBA de las baterías con segundo HVDC y con CS



BENEFICIOS

Reducción emisiones CO_2
187 kt/año

Integración renovables
9 GWh/año

Inversión total
135 M€

Beneficio anual
30 M€/año

VAN
347 M€

Beneficio anual / Inversión año 1
1,8

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

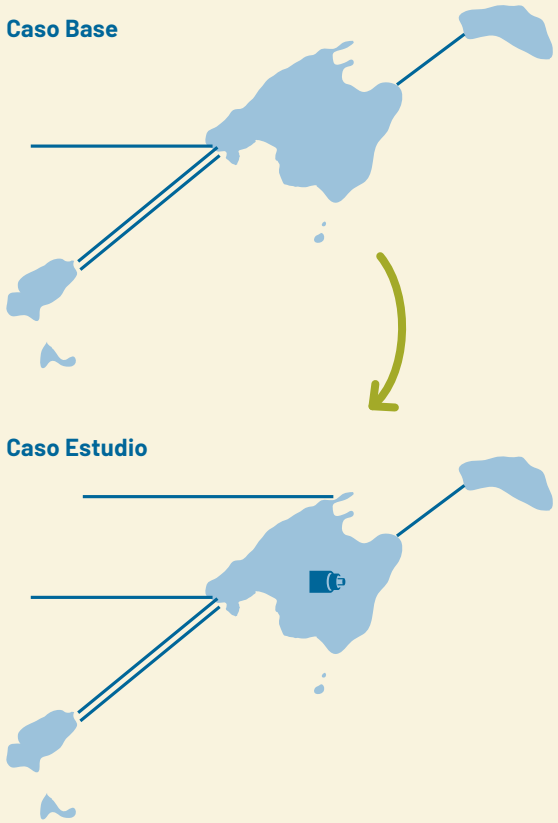
7.2.2. Análisis CBA de los compensadores síncronos

Adicionalmente a los sistemas de almacenamiento, en la actuación en análisis se propone también la instalación de una serie de compensadores síncronos en diferentes ubicaciones de la isla de Mallorca, en concreto, 5 compensadores síncronos de 100 MVA cada uno. Dichos compensadores síncronos permitirán asegurar los niveles de potencia de cortocircuito requeridos por el enlace actual HVDC con tecnología LCC entre Península y Baleares y aumentar la inercia del sistema. Adicionalmente, contribuyen de manera significativa al control de tensiones en régimen estático y al control de frecuencia en transitorio para garantizar la seguridad y continuidad del suministro del sistema balear.

A continuación, se presenta el análisis CBA de los compensadores síncronos teniendo en cuenta dos hipótesis distintas: considerando en primer lugar que los compensadores síncronos entran en operación con el segundo HVDC ya en servicio, pero sin el sistema de almacenamiento en baterías y, en segundo lugar, considerando que se ponen en servicio con el segundo enlace HVDC y las baterías ya en operación.

- **Análisis CBA de las compensadores síncronos con segundo enlace HVDC y sin baterías:** con esta hipótesis el caso base considera el segundo enlace HVDC en servicio y el caso de estudio añade los compensadores síncronos en Mallorca:

Figura 33. Análisis CBA de los CS con segundo HVDC y sin baterías



BENEFICIOS

Reducción emisiones CO_2
189 kt/año

Integración renovables
66 GWh/año

Inversión total
175 M€

Beneficio anual
41 M€/año

VAN
511 M€

Beneficio anual / Inversión año 1
2,1

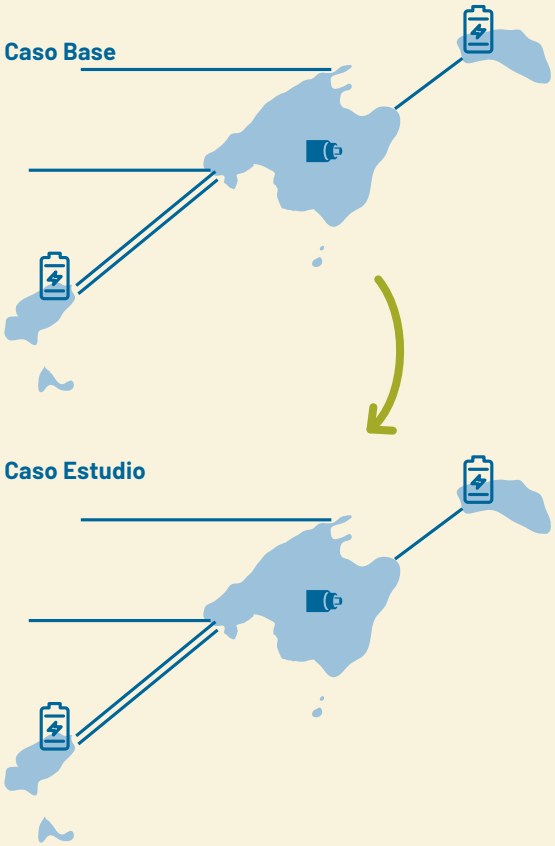
Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

- **Análisis CBA de las compensadores síncronos con segundo enlace HVDC y con baterías:** Con esta hipótesis el caso base considera el segundo enlace HVDC y las baterías en servicio y el caso de estudio añade los compensadores síncronos en Mallorca (Figura 34).

De los resultados presentados se comprueba que los compensadores síncronos aportan un beneficio para el sistema cuando se ponen en servicio después del enlace HVDC entre Península y Baleares. Este beneficio es mayor cuando se consideran también las baterías en servicio.

Adicionalmente a los análisis CBA aquí presentados, se ha evaluado también los beneficios de los compensadores síncronos cuando se ponen en servicio antes que el segundo enlace HVDC (con y sin baterías). En estos casos, los resultados muestran un CBA negativo al no presentar beneficios lo suficientemente significativos como para compensar su coste. No obstante, es importante indicar que otra de las funciones por las que se proponen incluir en Baleares es para mejorar la estabilidad y control de tensiones del sistema balear en su conjunto, funciones éstas que no se han tenido en cuenta en la evaluación económica por su complejidad a la hora de monetizarlas.

Figura 34. Análisis CBA de los CS con segundo HVDC y con baterías



BENEFICIOS

Reducción emisiones CO_2
300 kt/año

Integración renovables
67 GWh/año

Inversión total
175 M€

Beneficio anual
59 M€/año

VAN
861 M€

Beneficio anual / Inversión año 1
3,0

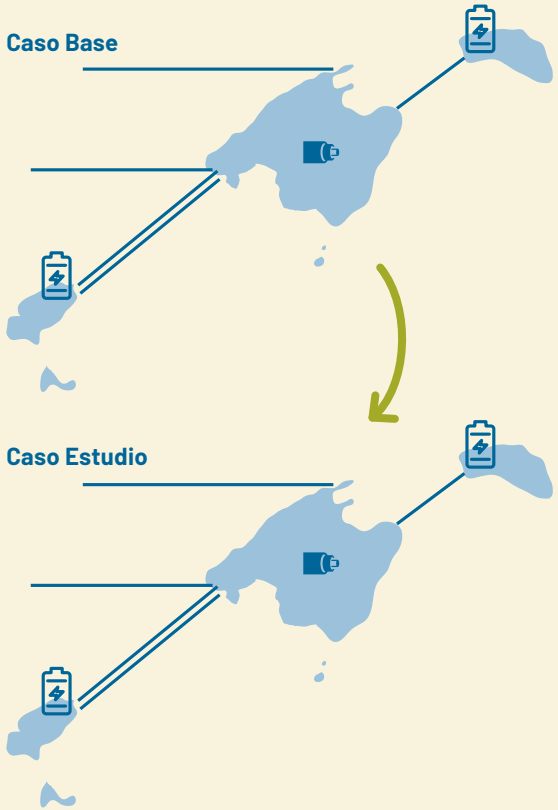
Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

7.2.3. Análisis CBA del segundo enlace HVDC entre Península y Baleares

Con el objetivo de progresar en integración del sistema balear en el sistema peninsular y para facilitar la transición hacia una economía descarbonizada, reducir la vulnerabilidad de este territorio y sustituir parte del "mix" de generación térmica de coste más elevado por otro más barato y con mayor presencia de renovables se propone una segunda interconexión en corriente continua entre Península y Baleares. El nuevo enlace submarino en corriente continua, con tecnología VSC, conectará las subestaciones El Fadrell (Castellón) y San Martín (Mallorca). La configuración del enlace será en bipolo con retorno metálico y su capacidad 2x200 MW.

El resultado del CBA cuando consideramos en servicio los compensadores síncronos y las baterías se presenta a continuación:

Figura 35. Análisis CBA del segundo enlace HVDC con los compensadores síncronos y con las baterías



BENEFICIOS

Reducción emisiones CO_2
665 kt/año

Integración renovables
146 GWh/año

Inversión total
853 M€

Beneficio anual
111 M€/año

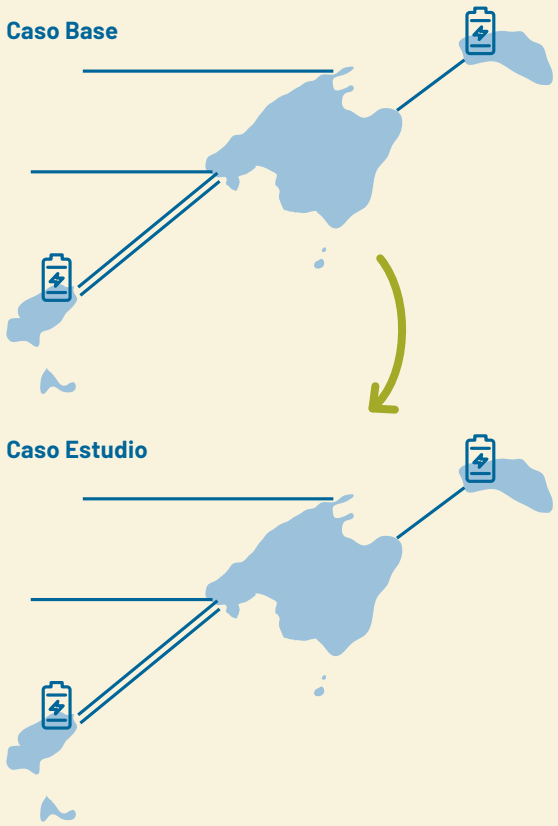
VAN
950 M€

Beneficio anual / Inversión año 1
1,3

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Por último, se presenta el resultado del CBA cuando consideramos en servicio las baterías pero no los compensadores síncronos:

Figura 36. Análisis CBA del segundo enlace HVDC con las baterías pero sin los compensadores síncronos



BENEFICIOS

Reducción emisiones CO_2
285 kt/año

Integración renovables
125 GWh/año

Inversión total
853 M€

Beneficio anual
89 M€/año

VAN
508 M€

Beneficio anual / Inversión año 1
1,1

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

7.2.4. Conclusiones

El conjunto de actuaciones que componen el refuerzo de la conexión eléctrica entre la Península y las Islas Baleares aporta un beneficio positivo al sistema tanto utilizando la metodología PINT de manera conjunta como mediante la aplicación de PINT secuenciales.

Las baterías de Ibiza y Menorca aportan beneficios positivos al sistema tanto si se ponen en servicio antes que el segundo enlace HVDC entre Península y Baleares (incluyendo los compensadores síncronos) como si se ponen en servicio después de dicho enlace. No obstante, el beneficio es algo mayor en el caso de que entren en servicio antes que el segundo enlace HVDC.

Los cinco compensadores síncronos propuestos aportan beneficios positivos al sistema cuando se ponen en servicio con el segundo enlace HVDC (con y sin baterías). El adelanto de un compensador para aportar a corto plazo estabilidad y control de tensiones al sistema balear en su conjunto sí sería muy beneficioso desde el punto de vista de la seguridad de suministro.

El segundo enlace HVDC entre Península y Baleares aporta un beneficio positivo al sistema tanto incluso considerando que se pone en servicio después de las baterías y los compensadores síncronos como considerando que se pone en servicio después de las baterías, pero antes de los compensadores síncronos.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

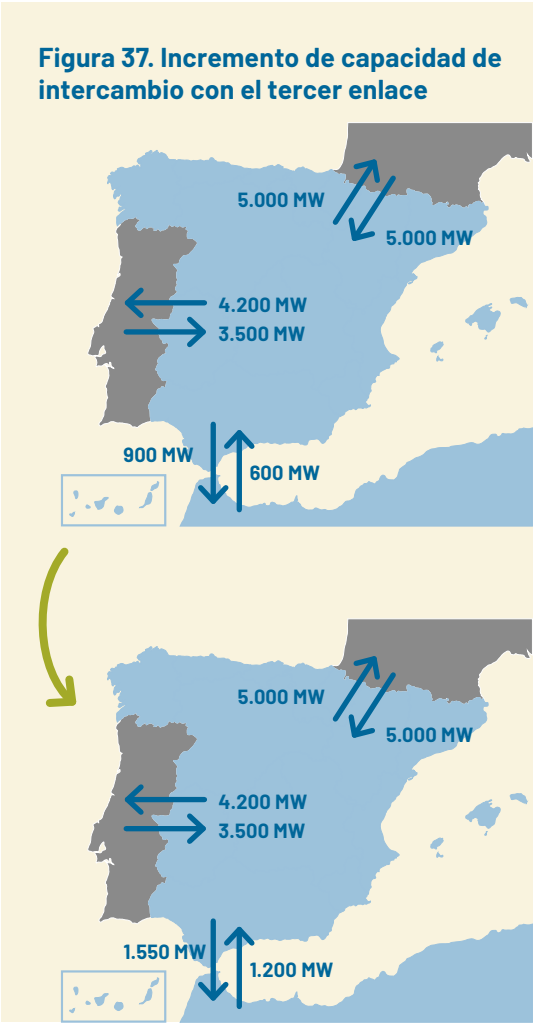
8. Anexo - Analisis del refuerzo de la interconexión entre España y Marruecos

La planificación 2021-2026 cuenta con un refuerzo de la interconexión con Marruecos que permite cumplir el acuerdo con el Reino de Marruecos para el desarrollo de una tercera interconexión eléctrica y una estrategia de colaboración en el ámbito de la energía antes de 2026 establecido en febrero de 2019[9]. Este refuerzo consiste en construir un tercer enlace de 400 kV:

- Nuevo enlace subterráneo-submarino entre Puerto de la Cruz 400 kV y Beni Harchane 400 kV (Marruecos). Este nuevo circuito se plantea con unas características técnicas similares a las de los dos circuitos actuales, que cuentan con una capacidad de transporte térmica de 700 MVA.
- 2 reactancias de 150 Mvar en Puerto de la Cruz 400 kV.

La variación de capacidad de intercambio en la frontera que permite este refuerzo manteniendo las condiciones de seguridad del sistema se muestra en la siguiente Figura.

Figura 37. Incremento de capacidad de intercambio con el tercer enlace



El análisis coste-beneficio de la interconexión España-Marruecos, incluido en la ficha INT_ESP_MAR se ha realizado según la metodología establecida por ENTSO-E y aprobada por la Comisión Europea para los estudios de conexiones internacionales y conlleva que:

- El estudio se realiza considerando el conjunto de los sistemas eléctricos que se ven afectados, en este caso, el conjunto de sistemas eléctricos europeos interconectados, el español incluido, así como el sistema marroquí.
- Los beneficios obtenidos con dicha metodología son, por tanto, los obtenidos para el conjunto de sistemas considerados.

Cabe indicar que, por ser un proyecto incorporado ya avanzado el proceso de análisis de la planificación, el beneficio de esta última interconexión se ha realizado asumiendo sus beneficios una vez esté desarrollado todo el resto de las actuaciones planificadas para 2026 (metodología PINT secuencial).

Finalmente, hay que destacar que en la evaluación se ha adoptado como hipótesis un coste de emisiones de CO_2 en Marruecos equivalente al del resto de Europa, factor que aún requiere desarrollos regulatorios orientados a la armonización del entorno de mercado.

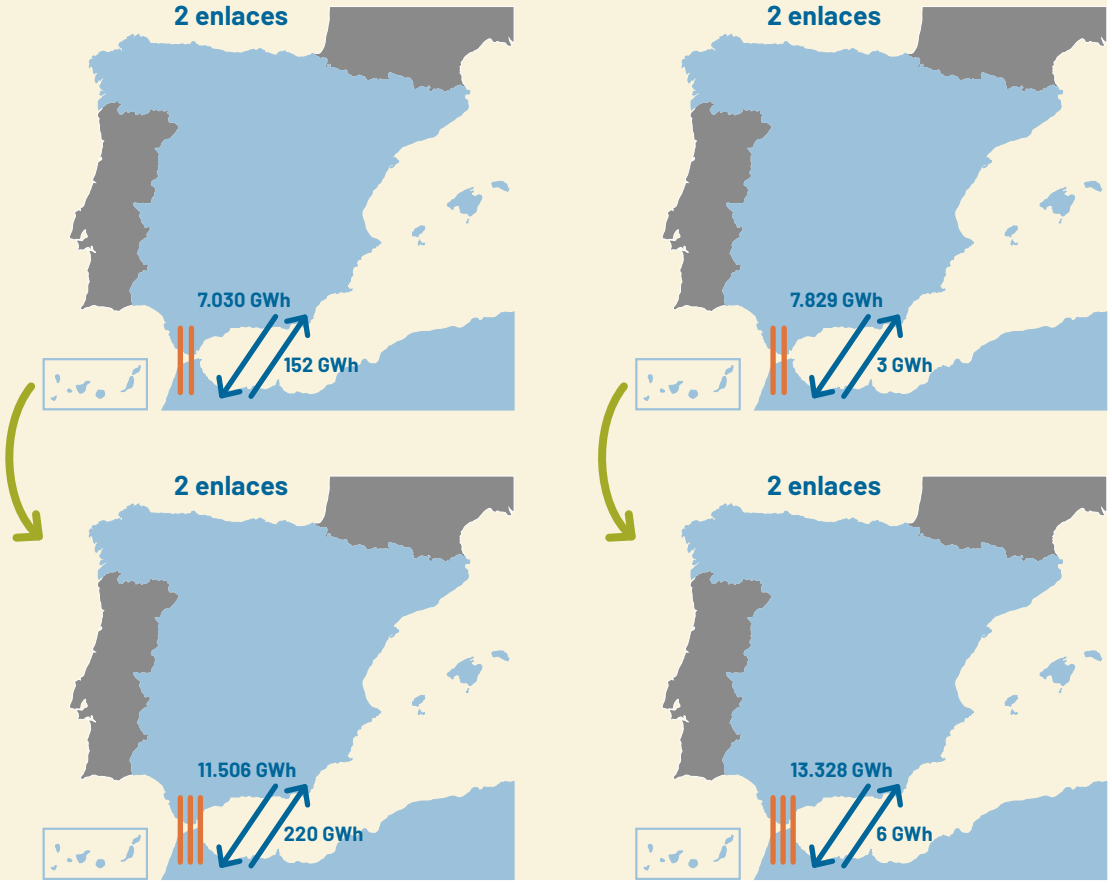
9 https://www.lamoncloa.gob.es/serviciosdeprensa/notasprensa/ecologica/Paginas/2019/140219-energiamarruecos.aspx.

Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Como complemento a los resultados conjuntos plasmados en la ficha del proyecto, a continuación, se detalla la afección al sistema europeo (incluyendo el español), al sistema peninsular por separado y al marroquí. Se ha analizado el horizonte de planificación 2026, y se ha llevado a cabo una sensibilidad a 2030. Para el modelo de Marruecos se han utilizado los modelos de MedTSO para 2030 que son coherentes con el escenario National Trends de ENTSO-E, y para el horizonte 2026 se ha estimado el modelo teniendo en cuenta no solo el modelo a 2030, sino los datos actuales de demanda y generación y las previsiones publicadas por ONEE en su web. Las conclusiones del análisis realizado son las siguientes:

- La puesta en servicio de un tercer cable España-Marruecos permite aumentar de forma importante las exportaciones hacia Marruecos.
- El saldo neto de intercambio es netamente exportador de España hacia Marruecos. De hecho, las importaciones son muy limitadas en el medio-largo plazo y se ven poco afectadas por el nuevo enlace.

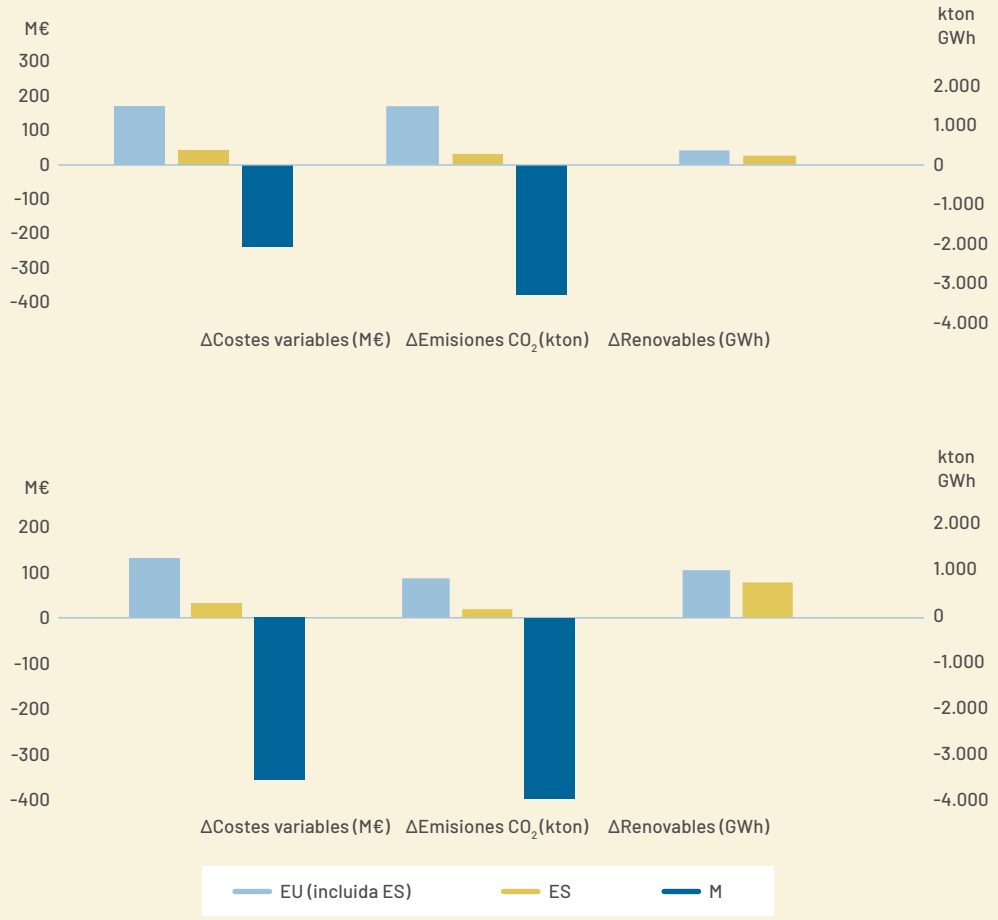
Figura 38. Impacto en intercambios de un tercer enlace con Marruecos en 2026 (izda.) y 2030 (dcha.)



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

- El incremento de flujos en la frontera permite apoyar al suministro de Marruecos y sustituir parte de la generación térmica marroquí por renovables y generación térmica más eficiente especialmente a 2030, proveniente de Europa.
- En Europa, se incrementa la integración renovable, principalmente en España, lo que permite dar salida a una parte importante de la renovable del sur de la Península, que, de otra forma, sería vertida.
- La integración de producción renovable en los sistemas europeos, que sustituye a la generación térmica de mayor coste para el sistema, que resulta ser en Marruecos, aunque la mayor demanda también requiere la producción de cierto volumen de térmica en Europa, mayor a 2026 que a 2030.
- Debido a la mayor producción térmica, en Europa se produce un incremento de costes variables y emisiones de CO_2, superior en 2026 que en 2030 y que, en ambos casos, presenta poca repercusión en España.

Figura 39. Impacto en el sistema de un tercer enlace con Marruecos en 2026 (arriba) y 2030 (abajo)



Introducción
Escenario de demanda, generación e interconexiones en la planificación indicativa (PNIEC)
Metodología de análisis
Resultados
Anexos
I: Red de partida
II: Nuevas actuaciones
III: Anexos técnicos

Plan de desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica

Período 2021-2026

GOBIERNO DE ESPAÑA

VICEPRESIDENCIA TERCERA DEL GOBIERNO

MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO

RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA