

ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE PLANIFICACIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA EL PERIODO 2021-2026 Y SU ESTUDIO AMBIENTAL ESTRATÉGICO.

Expediente núm.: INF/DE/022/21

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidente

D. Ángel Torres Torres

Consejeros

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

D^a. Pilar Sánchez Núñez

Secretario

Joaquim Hortalà i Vallvé

En Madrid, a 27 de mayo de 2021

En el ejercicio de las competencias que le atribuyen los artículos 5.2 y 7.7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la **SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA**, acuerda emitir el siguiente informe relativo al *“Acuerdo por el que se emite informe sobre la propuesta de planificación de la red de transporte de energía eléctrica para el periodo 2021-2026”*

1. Antecedentes

El artículo 7.7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su redacción dada por el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, establece que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia remitirá un informe a la propuesta del gestor de la red de transporte en el inicio de la planificación que refleje las recomendaciones sobre las implicaciones económicas de las inversiones planeadas y su impacto en la sostenibilidad económico-financiera del sistema eléctrico.

En su sesión del 3 de abril de 2020¹ la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC aprobó el citado informe. En dicho informe se recogía un análisis de la repercusión retributiva que supondría la propuesta inicial para el Sistema Eléctrico, haciendo un llamamiento a la necesidad de acompañar los esfuerzos en inversiones a unos límites de inversión objetivos, realistas, con un orden de prelación de ejecución claro y secuencial, que garantizaran la estabilidad presupuestaria. Adicionalmente se recogían un total de 14 recomendaciones a contemplar en la propuesta del documento de planificación.

Por otro lado, con fecha 24 de junio de 2020 se publicó el Real Decreto-Ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica. En su Disposición adicional segunda apartado primero², se establece que con carácter excepcional, durante cada uno de los años del trienio 2020 a 2022, el volumen anual de inversión de la red de transporte de energía eléctrica puesto en servicio, cada uno de dichos años, con derecho a retribución a cargo del Sistema podrá ascender hasta un máximo del 0,075 por ciento del producto interior bruto de España previsto por el Ministerio de Asuntos Económicos y Transformación Digital para cada uno de esos años. Dicho incremento de volumen máximo de inversión con retribución a cargo del Sistema se ha contemplado dentro de la perspectiva económica de inversiones de la propuesta de planificación que ahora se informa.

Asimismo, la mentada DA2ª del Real Decreto-Ley 23/2020, en su apartado 1 párrafo segundo, establece que durante el periodo 2021-2026, en el cálculo del volumen anual de inversión sujeto a la limitación de cantidad no se computará el volumen de inversión motivado por interconexiones internacionales³, si bien estas actuaciones tendrán derecho a retribución sufragada a través de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, casuística que se ha contemplado dentro de la propuesta remitida para informe.

¹ https://www.cnmc.es/sites/default/files/3002633_9.pdf

² <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-6621>

³ En la redacción previa al Real Decreto-Ley 23/2020, sólo se excluían de la limitación de cantidad establecida en el apartado 11 del artículo 11 del Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, a las inversiones para interconexiones internacionales con países del mercado interior. La redacción actual del artículo 11 del Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, deja fuera de la limitación máxima de inversión toda interconexión internacional que sea puesta en servicio en el periodo 2021-2026. Al tiempo establece la obligatoriedad de sufragar su retribución a través de los peajes de electricidad

El mentado artículo 7.7 de la Ley 3/2013, recoge que en el trámite de audiencia a la propuesta de planificación, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia informará al Ministerio para la Transición Ecológica sobre la planificación y el control de las inversiones, y señalará aquellos aspectos no considerados en su informe inicial, pudiéndose convocar la Comisión de Cooperación para obtener un mejor entendimiento de la postura de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

A este respecto, el 18 de febrero de 2021 se recibió en la CNMC el oficio de la Secretaría de Estado de Energía (SEE) por el que se remite la propuesta de planificación de la red de transporte de energía eléctrica para el periodo 2021-2026 y su estudio ambiental estratégico, solicitando emisión de informe, en base al citado artículo 7.7 de la Ley 3/2013, con la mayor diligencia posible.

Posteriormente, el 2 de abril de 2021, se publicó la *Orden TED/314/2021, de 26 de marzo*, por la que se aprueban adaptaciones de carácter técnico del documento «*Planificación Energética. Plan de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica 2015-2020*», aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros de 16 de octubre de 2015⁴, que junto con la *Orden TEC/748/2019, de 27 de junio*⁵ y la *Resolución de 30 de julio de 2018, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 27 de julio de 2018*⁶, constituyen las modificaciones del documento de Planificación para el horizonte 2015-2020, y confieren la base completa para establecer la Red de Partida para el desarrollo de la Red de Transporte necesaria de cara al nuevo horizonte 2021-2026, objeto del presente informe.

Finalmente, con fecha 30 de abril de 2021 el Ministerio de Economía publicó la Actualización del Programa de Estabilidad 2021-2024.⁷⁸

2. Fases de la Planificación

La Ley del Sector Eléctrico establece en su artículo 4, la normativa para el desarrollo de la planificación eléctrica, indicando los aspectos de obligado cumplimiento en su desarrollo, así como el horizonte temporal, y las infraestructuras, los criterios y mecanismos de flexibilidad que deben considerar para su implementación temporal.

Por todo lo anterior, el proceso de planificación ha seguido un proceso abierto y público, con el objetivo de garantizar la transparencia de las decisiones, en el que deberían participar de manera activa todos los sujetos de interés en el sector eléctrico y todas las administraciones. En este sentido, dada la gran implicación

⁴ https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-5223

⁵ <https://www.boe.es/eli/es/o/2019/06/27/tec748>

⁶ https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2018-11062

⁷

https://portal.mineco.gob.es/RecursosArticulo/mineco/economia/macro/mensuales/Programa_Estabilidad.2021-2024.pdf

⁸

<https://www.hacienda.gob.es/Documentacion/Publico/GabineteMinistro/Notas%20Prensa/2021/MINISTRA/30-04-21-PRESENTACION-PROGRAMA-DE-ESTABILIDAD-2021-2024.pdf>

territorial y medioambiental que el desarrollo de las redes de transporte de electricidad supone, se debería permitir la participación activa y efectiva de cualquier entidad o persona particular, en línea con los reglamentos, directivas europeas y recomendaciones de las instituciones europeas.

De esta forma, la propuesta de planificación se ha tramitado de forma conjunta con la evaluación ambiental estratégica del plan de desarrollo de la red de transporte. A este respecto, señalar que la nueva planificación se encuentra sometida al procedimiento previsto en el capítulo I de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre de evaluación ambiental, en la que se establece la necesidad de llevar a cabo una Evaluación Ambiental Estratégica, considerándola como un instrumento de prevención que permite la integración de los aspectos ambientales en la toma de decisiones.

El estudio ambiental estratégico conlleva de manera adicional, la consulta de las administraciones públicas afectadas y de las personas interesadas, al tiempo que se incluyen, en su caso, las consultas transfronterizas.

Actualmente el proceso de desarrollo se encuentra en la fase de evaluación en la que se somete a trámite de audiencia pública y a la valoración formal tanto de la CNMC como de los organismos autonómicos competentes, la propuesta de planificación.

Una vez analizadas e incorporadas; en su caso, las alegaciones y recomendaciones tanto a la propuesta de planificación de la red de transporte como a su estudio ambiental estratégico, la propuesta que se evalúa se consolidará como el Plan de desarrollo de la red de transporte de electricidad-Horizonte 2021-2026.

3. Contenido de la propuesta de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica para el periodo 2021-2026

La propuesta de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica para el periodo 2021-2026 (en adelante, la propuesta) tiene como marco de planificación el definido en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), que se adopta como planificación estratégica e indicativa para el desarrollo de la red de energía en el corto-medio plazo⁹.

Dicha planificación indicativa fija como objetivo avanzar en la transición del sistema energético, permitiendo la integración masiva de nueva generación renovable, garantizando la operabilidad del Sistema al menor coste para los consumidores, manteniendo y mejorando la seguridad del suministro, así como la fiabilidad de la red, al tiempo que da una respuesta adecuada a las necesidades de nueva demanda. Todo ello, minimizando el impacto ambiental, optimizando las inversiones en servicio y maximizando la utilización de los pasillos eléctricos, mediante repotenciaciones, circuitos múltiples y el uso de

⁹ Medida 4.3 del PNIEC

nuevas tecnologías. De igual forma establece como infraestructuras necesarias y/o esenciales las interconexiones eléctricas con Francia y Portugal.

De esta forma, el escenario de estudio de la planificación de la red de transporte para el periodo 2021-2026 queda establecido en el contexto macroeconómico y en los escenarios Objetivo 2025 y 2030 del PNIEC, que determinan la evolución de la demanda eléctrica¹⁰, la potencia instalada de generación y los costes de combustible y de emisiones como variables más significativas. A partir de estos dos escenarios se ha obtenido, mediante interpolación lineal en la mayor parte de las variables, el escenario de planificación hasta 2026. Solo se exceptúa que dentro del escenario de generación se incluye el adelanto del cierre de las centrales de carbón al año 2026, mientras que en el PNIEC no se establecía hasta el 2030. Esta modificación busca anticipar la respuesta del sistema ante la pérdida de este tipo de generación, y evaluar con plazo suficiente las necesidades requeridas por el sistema en dicha situación.

El sistema eléctrico presenta un cambio sustancial en el 2026 respecto a la situación actual. Dicho cambio provocará la utilización de nuevas soluciones que permitan, entre otras actuaciones, dotar a la operación del sistema de capacidad de gestión de los sistemas de almacenamiento de energía para maximizar la integración de energías renovables, lo que supone, en la propuesta que se analiza, un contingente de 93 GW.

Para elaborar la citada propuesta ha sido necesario definir la red de partida de transporte a utilizar como base sobre la que desarrollar las nuevas características de generación y demanda previstas hasta 2026, lo que le otorga una gran relevancia. De esta forma, la red de partida se define como el conjunto de elementos de la red de transporte que se puede asumir que estará en servicio, con muy alta probabilidad, en el horizonte 2021-2023¹¹ o para los que se han realizado avances significativos presentando un elevado grado de compromiso. La red de partida de la propuesta que ahora se evalúa, difiere ligeramente respecto a la analizada en la propuesta inicial, habiéndose actualizado la información con los avances de la red en el año que transcurre entre ambas propuestas.

El volumen de inversión estimado de la propuesta de desarrollo de la red de transporte 2021-2026 es de **6.668 M€**¹², de los cuales 5.629 M€ de inversión son

¹⁰ Fijando como rangos de crecimiento un incremento mínimo del 4,0% de la demanda real de 2019 (249,1 TWh) e inferior al 9% de la demanda central estimada para 2020 en la planificación 2015-2020 en el sistema eléctrico peninsular, considerando que la contención del crecimiento de la demanda prevista se deriva de las medidas de eficiencia a desarrollar en la red en el horizonte 2021-2026.

¹¹ Desarrollos ya recogidos en la planificación vigente 2015-2020 con construcción iniciada, con puesta en servicio prevista por el transportista anterior al periodo de planificación (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 es anterior 2024 o ya comprometidas con permisos concedidos y actuaciones derivadas de la planificación europea en línea con el horizonte 2026.

¹² Red de Partida (892 M€); Nuevas Actuaciones (4.712 M€); Refuerzos Internos (25 M€); Interconexiones (1.039 M€), **TOTAL: 6.668 M€** de inversiones en el Horizonte 2021-2026

destinados al desarrollo de infraestructuras en los sistemas eléctricos nacionales, y están sujetos a la limitación máxima de cantidad de inversión con derecho a retribución con cargo al sistema y los **1.039 M€** restantes, son interconexiones internacionales, y no están sujetos a la limitación máxima con derecho a retribución.

De los 5.629 M€ sujetos a limitación, **892 M€** se corresponden con instalaciones de la red de partida, cuya puesta en servicio es posterior al 2020 y otros **4.712 M€** se refieren a nuevas instalaciones, a las que habría que incorporar **25 M€** de desarrollos de red internos necesarios para la operativa de las interconexiones entre Francia y España.

Los 1.039 M€ no sujetos a limitación, se corresponden con las interconexiones internacionales de España-Francia por el Golfo de Vizcaya (730,9 M€), Marruecos (233,6 M€), Andorra (14,7 M€), así como la de Norte España-Portugal¹³ (59 M€). Como se ha señalado, dichas inversiones no computan dentro de los límites de inversión máxima retribuible establecidos en el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, en la redacción dada por el Real Decreto-ley 23/2020, de 23 junio. Es aspecto supone una diferencia respecto al impacto económico de la propuesta inicial que se informó en abril de 2020, ya que ahora la totalidad de las interconexiones internacionales han de retribuirse a través de los peajes durante el periodo 2021-2026, y no sólo aquellas con países miembros del mercado interior. Esto es importante porque dichas interconexiones con países no miembros del mercado interior de electricidad constituyen una inversión importante a abordar por el sistema eléctrico que asciende casi a 250 M€ y, tal y como ya se expuso en el informe de la propuesta inicial de planificación de abril de 2020, se trata de infraestructuras que no deberían ser sufragadas por los consumidores eléctricos nacionales, pues los beneficios que reportan al sistema eléctrico nacional son reducidos.

Adicionalmente, en términos de unidades, la propuesta incluye la repotenciación de 6.648 km de líneas existentes, el cambio de conductor en 234 km de líneas existente y dotación de sistema de monitorización dinámica de la capacidad de transporte en 690 km de líneas existentes, 2.704 km de nuevos ejes y 383 km de cables submarinos¹⁴. En general las unidades físicas se han incrementado al alza respecto a la propuesta inicial, destacando el incremento de más de un 20% de los km de línea que se repotencian o la reducción de los kilómetros de cables submarinos que se reducen más de un 17%.

Respecto a la versión inicial, la propuesta ha incluido un análisis en el que expone que la conexión de nueva generación renovable eólica¹⁵ y fotovoltaica¹⁶ se plantea de la forma más eficiente aprovechando, siempre que sea viable, posiciones y subestaciones ya existentes o planificadas. De esta forma

¹³ Incluida dentro de la Red de Partida (proyectos RDP39, RDP40 y RDP41) con entrada en servicio prevista en 2022.

¹⁴ Sin incluir la Interconexión de Golfo de Vizcaya, entre Francia y España, y la interconexión con Marruecos.

¹⁵ Aproximadamente 18 GW nuevos de generación eólica

¹⁶ Aproximadamente 19 GW nuevos de generación fotovoltaica

manifiesta que sólo un 15% de las conexiones necesarias requieren el desarrollo de nuevas subestaciones y otro 16% requieren de nuevas ampliaciones de subestaciones. El resto se realiza en posiciones de la red de partida, al tener accesos concedidos y ser actuaciones contempladas en la planificación 2015-2020 o haber sido planificadas al amparo del Real Decreto-Ley 15/2018. Por otro lado, expone que un 16% de esta generación se considera conectada a la red de distribución.

En lo que se refiere a los enlaces para los sistemas no peninsulares, se incorporan dispositivos para maximizar el uso de la capacidad tanto de los enlaces nuevos como de los existentes. Al respecto, algunos de los enlaces ya estaban previstos en la Planificación Vigente, estando embebidos en la nueva Red Planificada.

Asimismo, las actuaciones incluidas en las fichas de la propuesta que tienen una fecha de puesta en servicio prevista posterior al 2026, no están contempladas en el volumen de inversión total de 6.668 M€ previsto para esta propuesta de planificación de la red de transporte de energía eléctrica para el periodo 2021-2026. El Operador del Sistema expone que se trata de actuaciones que si bien siendo necesarias y beneficiosas para el sistema dentro del horizonte de planificación, resulta inviable su inclusión por motivos constructivos o económicos.

Considerando todo lo expuesto anteriormente la incidencia económica de la propuesta de planificación se resume y desglosa de la siguiente manera¹⁷:

- RES¹⁸ y restricciones técnicas 2.031 M€ (30,46%)
- Enlaces: 1.507 M€ (22,60%)
- Apoyo a la Demanda¹⁹: 679²⁰ M€ (10,48%)
- Seguridad de Suministro: 616 M€ (9,24%)
- Renovaciones: 388 M€ (5,82%)
- Necesidades de operación: 384 M€ (5,76%)

Cabe destacar que partidas destinadas a “Seguridad de suministro” y “Necesidades de Operación” se ven incrementadas en 1,7 y 2,25 veces su inversión respecto a la propuesta inicial del año 2020, seguidas de las partidas para Apoyo a la demanda y para la Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas que se incrementan en más de un 18% y de un 15% respectivamente.

Por otro lado, la intensidad de inversión, teniendo en cuenta las CCAA en las que se desarrollan, destaca en los territorios insulares dónde la totalidad de sus

¹⁷ Tomando como referencia porcentual los 6.668 M€ de la planificación. Las partidas anteriormente señaladas incluyen tanto Nuevas inversiones planificadas como la Red de partida.

¹⁸ Integración de renovables

¹⁹ Aúna las necesidades de alimentación a Grandes Consumidores, Ejes Ferroviarios y Apoyo a la Red de Distribución.

²⁰ Este valor consolida el desvío por cuestión de decimales de la propuesta (4 M€) para que el total de la partida de inversión no limitada sea de 5.629 M€.

inversiones va asociada a los enlaces entre los distintos sistemas eléctricos de los archipiélagos Balear y Canario, seguida de Andalucía, Cataluña, Castilla-La Mancha y La Comunidad de Madrid. Por otro lado, cabe destacar que las inversiones para la Ciudad Autónoma de Ceuta, 221 M€, se corresponden en su totalidad con el nuevo enlace con el SEP²¹.

Con todo, aunque la inversión se ha incrementado respecto a la propuesta inicial, la distribución por territorios de dicha inversión se mantiene con un reparto equivalente al que se incluía en la propuesta inicial de abril de 2020.

4. Valoración de la Propuesta

Con carácter general, la propuesta de planificación se valora de forma positiva, sin perjuicio de lo señalado en el resto de apartados que se desarrollan a lo largo del informe. Cabe resaltar el trabajo realizado en la propuesta al aunar soluciones que permiten, por un lado, cumplir con uno objetivos tan ambiciosos como los definidos en el borrador del PNIEC, y por otro lado, consigue cumplir con el resto de los principios rectores de la Orden TEC/212/2019, de 25 de febrero. La implantación de dichas soluciones implicará, sin lugar a duda, una notable transformación del sector energético actual.

De esta forma, la propuesta representa una apuesta clara por alcanzar las directrices de eficiencia e innovación, analizando y buscando soluciones técnicas a nivel global frente a problemas de gran envergadura, que permitirán llegar a niveles de integración de generación renovable del 67%²² con unos niveles de vertido del 5,5% del producible.

Asimismo, se valora muy positivamente la utilización de una combinación de análisis coste-beneficio (indicadores monetizados) junto con un análisis multicriterio (indicadores no monetizados) en la valoración de las actuaciones, así como el análisis de las zonas de mayor aprovechamiento de recurso energético²³ y viabilidad de desarrollo medioambiental²⁴.

A continuación, se analiza la cuantificación económica de la propuesta, al objeto de evaluar qué implicaciones económicas supondrán las inversiones planificadas y su impacto en la sostenibilidad económico-financiera del sistema eléctrico. En este sentido, como ya se ha indicado, la inversión total esperada para todo el periodo, incluyendo la red de partida, asciende a **6.668 M€**. Si se compara la inversión total, sin considerar las inversiones asociadas a las conexiones internacionales, **5.629 M€**, con la inversión de las actuaciones que se pusieron en servicio entre los años 2015-2020, casi **2.400 M€**²⁵, se ve que la propuesta

²¹ Sistema eléctrico peninsular

²² Si bien el objetivo impuesto por el PNIEC era del 68% la solución óptima entre el coste-beneficio y la mejora de este índice no resultaba suficiente, y además se había alcanzado la limitación del vertido al 5,5% del valor recomendado a nivel europeo.

²³ Estudio: “Zonificación ambiental para la implantación de energías renovables: eólica y fotovoltaica. Restricciones ambientales y clasificación del territorio.” Fuente MITERD.

²⁴ Mapas de probabilidad de éxito para generación eólica y fotovoltaica. Fuente REE

²⁵ Considerando entre 2015 y 2019 la inversión real ejecutada y para 2020 la mejor previsión de la inversión.

plantea un esfuerzo inversor que duplicará el desarrollo de red ejecutado en el periodo anterior²⁶.

A este respecto, tal y como se ha señalado en el apartado de antecedentes, a lo largo del proceso de planificación ha tenido lugar una serie de cambios normativos que influyen de forma directa en la propuesta de planificación que ahora se informa. Cambios que van desde la aprobación del PNIEC, a la publicación de las previsiones económicas de crecimiento para España en los próximos años, así como el incremento porcentual con el PIB de los límites de inversión máxima.

Considerando todo lo anterior, la previsión de inversión para el periodo 2021-2026 supone un incremento de la retribución del transporte del último ejercicio del periodo, año 2026, de unos 844 M€.

La inversión total anualizada para el periodo que abarca la citada planificación alcanzaría los 990²⁷ M€/año a los que habría que añadir cerca de 731 M€ correspondientes a la interconexión con Francia por el Golfo de Vizcaya, prevista su entrada en servicio en el año 2026.

Cabe destacar que la propuesta contempla un nivel de inversiones sujetas a limitación, 938,167²⁸ M€/año, que sobrepasaría en varios años del periodo el volumen máximo de inversión fijado por el Real Decreto 1047/2013, en la redacción dada por el Real Decreto-Ley 23/2020, de 23 de junio. Un análisis en detalle se recoge en el apartado 5.

Por otro lado, es preciso volver a incidir en el desacople sufrido entre las inversiones previstas y las que realmente se han ejecutado a lo largo del horizonte 2015-2020 lo que desvirtúa el carácter vinculante de la planificación. De igual forma, las inversiones en la Planificación actualmente vigente²⁹, se corresponden mayormente con infraestructuras estandarizadas y por lo tanto previsibles, con tecnologías suficientemente conocidas, maduras y probadas, frente a la nueva propuesta dónde casi la mitad de las unidades técnicas que se barajan corresponden a unidades sin estándar reconocido. Este hecho se advirtió por parte de la CNMC en su informe de abril de 2020 y sin embargo no se ha considerado en su justa medida, por lo que cabe reiterar que debería tenerse en cuenta a la hora de analizar las distintas actuaciones incluidas en la

²⁶ Considerando exclusivamente las inversiones en sistemas eléctricos nacionales (5.632 M€) sin incluir las inversiones previstas en interconexiones internacionales (1.036M€).

²⁷ Que incluyen las inversiones asociadas a los Despachos de telecontrol y sistemas necesarios para la operación de las redes, así como las interconexiones internacionales salvo la del Golfo de Vizcaya, cuya puesta en servicio sí aparece recogida en el año 2026 y sólo en dicho ejercicio se incluye. En el apartado 5 puede verse en detalle la consideración de las inversiones en el periodo, que se realiza considerando nueva inversión por 990 M€ entre los años 2021-2025 y en el año 2026 una inversión a retribuir de 1.720M€ (990 M€+731M€)

²⁸ Incluye 25 M€ de los refuerzos de internos necesarios para el buen funcionamiento de la Interconexión FR-ES (18 M€) así como las modificaciones topológicas necesarias en la zona de los Pirineos (7 M€).

²⁹ Horizonte 2015-2020

planificación, para que éstas garanticen la certidumbre y la eficacia de las actuaciones contempladas.

Sobre la base de todo lo anterior, se reitera la necesidad de que la propuesta que finalmente se eleve para aprobación en el Congreso de los Diputados sea conservadora en los esfuerzos inversores a exigir al sistema y que estos puedan establecerse frente a unos límites objetivos y realistas. Para ello se podría establecer un orden de prioridad claro, detallado, que recoja los condicionantes de ejecución necesarios para cada infraestructura, desgranando las actuaciones que puedan adoptarse de manera secuencial, permitiendo el seguimiento de la propuesta y su supervisión, así como su revisión.

Dicho orden de prelación, de cara a una posible reducción de las inversiones previstas, debe tener en cuenta tanto la incertidumbre existente en la ejecución de cada una de las actuaciones, como la reducción presupuestaria de su contribución a los límites de estabilidad y su adecuación a los principios rectores fijados en el Orden TEC/212/2019, de 25 de febrero.

Para ello, además de los gráficos cualitativos ya incluidos, en los que se muestra la contribución a los principios rectores de los proyectos, deberían incluirse indicadores claros y cuantificables dentro de los proyectos y las actuaciones que en ellos se engloban, que permitan adoptar decisiones de prelación de ejecución de los activos, en base a criterios objetivos y homogéneos.

4.1. Sobre una evaluación adicional y previa a su aprobación de la Propuesta de Planificación de la red de transporte para el periodo 2021-2026

Atendiendo a la información remitida por parte del Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico, y la información complementaria remitida para el análisis de la Propuesta de planificación, cabe señalar que se considera que el documento de planificación propuesto es en varios aspectos un documento con un componente de provisionalidad relevante. Las actuaciones que se recogen están pendientes del trámite de audiencia por parte de todos los agentes implicados y, en particular, por parte de las Comunidades Autónomas.

De igual forma, dado que se está desarrollando de forma paralela la evaluación ambiental estratégica del plan de desarrollo de la red de transporte, es de prever que se derivarán modificaciones sustanciales que afectarán de manera significativa a las propuestas de actuaciones recogidas y que tendrán repercusión sobre las previsiones de inversión tanto de las actuaciones a nivel individual, como para el conjunto de las redes consideradas.

Asimismo, la inestabilidad derivada de la situación de pandemia actual ha hecho que las previsiones de los valores macroeconómicos a considerar se hayan modificado respecto a las previstas inicialmente y podrían verse revisadas nuevamente en el itinere de aprobación de la planificación.

Por lo tanto, podría resultar oportuno que, una vez que se disponga de toda la información firme por parte del MITERD y se consolide una propuesta final, esta

sea valorada nuevamente por la CNMC, previamente a que sea sometida al Congreso de los Diputados, de acuerdo con lo previsto en su Reglamento, con carácter previo a su aprobación por el Gobierno, dadas las repercusiones retributivas que tendrán los cambios realizados.

4.2. Sobre la incorporación de las recomendaciones de la CNMC a la propuesta de planificación

En el informe sobre la propuesta inicial de planificación de abril de 2020, la CNMC realizó 14 recomendaciones para su incorporación a la propuesta de Planificación. El grado de implementación de las mismas varía, considerándose plenamente integradas sólo en algunos casos, por lo que se considera que, no estarían suficientemente cumplidos los siguientes aspectos:

- Aportar un mayor grado de desglose en el Anexo de Red de Partida.

Si bien se ha mejorado en la exposición de motivos que respaldan su incorporación y proporcionan las fechas previstas para su entrada en servicio, faltaría incluir el número y tipo de instalaciones que la conforman (posiciones, líneas y máquinas), así como la información relevante en términos de inversión y avance de cada proyecto, incluyendo una ficha específica de información, al igual que se hace con las nuevas instalaciones que se realizan (Red Planificada).

- Incorporar la información adicional referente a la metodología CBA empleada para el análisis coste-beneficio, así como un análisis CBA con simulación PINT secuencial en el caso de actuaciones interrelacionadas.

El OS ha tenido en cuenta las recomendaciones de esta CNMC y ha incluido información detallada sobre el cálculo del CBA, analizando cada uno de los indicadores, así como la monetización de los mismos. No obstante, se debe justificar en el documento final la inclusión del indicador “Reducción de generación necesaria”, indicador que no forma parte de la metodología de ENTSOE, en el caso de los enlaces de Tenerife-Gomera y Península-Ceuta, aclarando el hecho de que se calcule solo en el caso de que la ENS³⁰ sea nula y si este indicador podría suponer una doble cuantificación de beneficios.

Respecto a la simulación PINT secuencial, esta solicitud se ha atendido en el caso del enlace Tenerife-Gomera y en el refuerzo de la conexión eléctrica entre la Península y Baleares, sin embargo, no se especifica si para el cálculo de los refuerzos interrelacionados con el enlace Tenerife-Gomera se ha utilizado también la simulación PINT secuencial.

Adicionalmente, en el apartado 7 se señalan una serie de discrepancias que se han detectado y que deberían ser aclaradas.

- Incluir las previsiones de inversión en Despachos de Telecontrol y Sistemas

³⁰ Energía no suministrada

La propuesta remitida incluye la previsión en Despachos de Telecontrol y Sistemas, tal y como se solicitó por parte de la CNMC. Sin embargo, el proyecto estaría poco desglosado, no se especifican actuaciones detalladas, en las previsiones de inversión sólo toma como referencia los importes aprobados en la resolución de Singularidad de los Despachos de Maniobra para 2019 aprobada por la CNMC³¹.

Considerando el contingente de actuaciones que deberán gestionarse a distancia, el gran número de elementos propuestos que suponen instalaciones técnicas novedosas y el contingente renovable que las redes de electricidad que deberán ser capaces de absorber y operar, se solicita un mayor esfuerzo en trazar una previsión más específica de los activos necesarios previstos.

En relación a la seguridad de las redes y sistemas de información, el gestor de la red de transporte a que se refiere el artículo 2, punto 35), de la Directiva (UE) 2019/944, como “operador de servicios esenciales”, debe seguir dando cumplimiento a las obligaciones contenidas bajo la Directiva NIS, y a lo que debidamente corresponda dentro del marco europeo de certificación de la ciberseguridad tal como se define en el REGLAMENTO (UE) 2019/881, y en este sentido contemplar las debidas actuaciones que deberán acometerse durante el periodo 2021-2026 correspondientes a la nueva Planificación.

Asimismo, a medio plazo y dentro del periodo 2021-26 de la actual propuesta de Planificación, se tiene previsto la aprobación de nuevas propuestas legislativas. Por un lado, la aprobación por parte de la Comisión Europea (CE) del nuevo “Código de Red sobre Ciberseguridad” (Network Code on Cybersecurity -CS NC), establecido en el Capítulo VII del REGLAMENTO (UE) 2019/943, previsto para el año 2022. Y, por otro lado, dentro de la “Nueva Estrategia de Ciberseguridad de la UE” aprobada recientemente en diciembre de 2020, se trabaja en una revisión de la actual Directiva NIS que dará lugar a una nueva Directiva actualizada para proteger mejor las redes y los sistemas de información (Directiva NIS 2), y en una nueva Directiva sobre la resiliencia de las entidades críticas (CER), que una vez se hayan aprobado, los Estados Miembros dispondrán de 18 meses para incorporarlas a su ordenamiento jurídico siendo, por tanto, siendo la primera previsión para el año 2024.

En consecuencia, todas las referencias legislativas anteriores, derivará en nuevas obligaciones para el gestor de la red de transporte, lo cual deberá tener en cuenta a través de nuevas actuaciones e inversiones a contemplar y detallar en la actual propuesta de la Planificación Energética para el periodo 2021-26.

³¹ Resolución de 11 de marzo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se otorga el carácter singular a las- inversiones realizadas por Red Eléctrica de España, SAU, en despachos de maniobra y telecontrol durante el ejercicio 2019 y su inclusión en el régimen retributivo de inversiones singulares con características técnicas especiales. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-4624

Por último, sería conveniente que se expusieran de forma individualizada las inversiones en despachos que sean más relevantes, como las necesarias para la gestión de las interconexiones y enlaces entre sistemas, así como las derivadas de las nuevas necesidades de operación en lo que a la interlocución con los gestores de las redes de distribución se refiere.

- Especificar las inversiones destinadas a la resolución de congestiones técnicas estructurales.

La propuesta incorpora una serie de inversiones en reactancias que permitirán reducir el volumen de restricciones para resolver problemas de control de tensión (14 nuevas reactancias que suponen un total 37,2 M€ de CAPEX). No obstante, dado que el Operador del Sistema se encuentra diseñando un nuevo servicio de control de tensión (el P.O.7.4 de control de tensión se encuentra actualmente en consulta pública), sería conveniente que el documento de planificación recogiera una estimación cuantitativa, en términos económicos y de energía, sobre el impacto que van a tener estas nuevas inversiones en la resolución de los problemas de control de tensión actuales y previstos. De esta forma, podrían dimensionarse correctamente los parámetros asociados a ese nuevo servicio.

- Aportar más información en relación a la proyección de demanda energética

Si bien se ha incorporado mayor información para evaluar el escenario de previsión, cabe señalar que se han identificado una serie de parámetros cuyos valores deben ser revisados. Así pues, deberán corregirse la previsión del “escenario 2 PIB” para que incorpore la contracción económica derivada de la emergencia sanitaria COVID, deberá corregirse o explicarse la incidencia de la cobertura de demanda en los sistemas insulares, así como revisarse los valores resultantes de la interpolación de la potencia instalada para el año 2026 y la proyección a 2026 del balance eléctrico a nivel nacional.

No se habrían abordado las siguientes consideraciones:

- Identificar las instalaciones conforme a la Circular 1/2015, de 22 de julio.

Si bien en las conversaciones mantenidas se ha puesto de manifiesto la intención de facilitar toda la información solicitada, una vez que se haya aprobado el documento de planificación para el horizonte 2021-2026, ésta no ha sido incluida todavía en la Propuesta de desarrollo. Por ello se recuerda lo expuesto a este respecto en el informe preceptivo de la CNMC a la propuesta inicial:

“En lo que se refiere a la red de partida, cada una de las instalaciones incluida en dicha red (posiciones, líneas y máquinas) debe incorporar el código CUAR (Código Único de Activo Regulado)”³² completo.

³² Código CUAR (Código Único de Activo Regulado), conforme a la Circular 1/2015, de 22 de julio de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Adicionalmente, también se debería identificar con el código CUAR completo de las instalaciones con fechas de puesta en servicio en los años 2019 y 2020, que forman parte de la red de partida, pero pertenecen a la planificación anterior.

Por otro lado, en lo que se refiere a la red planificada, cada una de las actuaciones incluidas en dicha red debe indicar el Código de Instalación Planificada, correspondiente a los Bloques 1 y 2 del CUAR, así como el código de proyecto al que pertenece dicho activo. En el caso de que una actuación incorpore a su vez varias actuaciones, para cada una de ellas, se deberá indicar asimismo los Bloques 1 y 2 del CUAR.”

Este aspecto resulta crucial para poder realizar una supervisión correcta de la planificación en los términos previstos para el ejercicio de las competencias del regulador.

- Cuantificar e identificar las posiciones para conexión de los agentes.

Como en el caso anterior, si bien esta información no se ha remitido junto con la propuesta que se analiza, en las conversaciones mantenidas con el MITERD y con el Operador del Sistema, se ha puesto de manifiesto el compromiso de incorporar parte de la información para la identificación de estas posiciones, una vez que la Planificación sea finalmente aprobada. No obstante, cabe señalar que en una versión de trabajo que se ha examinado a este respecto, facilitada por el Operador del Sistema, se han detectado una serie de incorrecciones que deberán solventarse de cara a la remisión de la documentación definitiva. Toda la información a este respecto se recoge en el apartado 7.

Este aspecto resulta crucial para poder realizar una supervisión correcta de la planificación y de la determinación de las retribuciones del sector regulado del transporte de energía, en los términos previstos para el ejercicio de las competencias del regulador.

- Actuaciones encaminadas a alimentar los ejes ferroviarios

En el informe sobre la propuesta inicial se solicitó que «*las fichas correspondientes a actuaciones referidas a la alimentación de ejes ferroviarios, deberán incorporar la configuración de la subestación de transporte a la que se conecta la subestación de tracción, así como la conexión y el número de posiciones previstas utilizadas para alimentar la citada subestación de tracción, con el objeto de valorar adecuadamente la retribución por inversión y por operación y mantenimiento prevista.*» Esta información todavía no ha sido recogida y se reitera la necesidad de que se incluya en el documento de planificación que se apruebe y sea pública para los agentes, de forma que se asegure el trato en similares condiciones a todos los consumidores que se conecten a la red.

- Aclarar el valor de inversión a considerar en la interconexión de Golfo de Vizcaya.

Si bien se ha adecuado la información recogida en la ficha de esta interconexión, se han detectado una serie de inconsistencias que deberán

corregirse. Toda la información a este respecto se recoge en el apartado 7.1.1.

- Justificar los cambios de titularidad de posiciones de la red de transporte a favor de REE en calidad de TSO

Este apartado no se ha abordado en la propuesta con el detalle que se requirió en el informe sobre la propuesta inicial. Por lo tanto, reiterar la recomendación incluida para la propuesta inicial «*Se deberá aportar una justificación de la incorporación de posiciones al sistema, como consecuencia de un cambio de titularidad a favor de REE, aportando para ello un estudio preliminar sobre los costes evitados al sistema, así como una previsión de los costes de adecuación necesarios y los costes asociados a la operación y mantenimiento que irán con cargo al sistema.*»

5. Estimación económica

La estimación económica de las actuaciones incluidas en la propuesta de planificación asciende a **6.668 M€**, durante el periodo 2021-2026 frente a los **6.444 M€³³** que se contemplaban en la propuesta inicial. A continuación, puede verse una comparación entre el desglose de motivaciones de inversión de la propuesta que ahora se evalúa frente a la propuesta inicial:

Tabla 1: Coste de inversión total de la propuesta 2021-2026 por motivación

Motivación	Propuesta NDP (Feb 2021) (M€)	Propuesta inicial NDP (Abr 2020) (M€)
RENOVACIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE EXISTENTE	388	388
SEGURIDAD DE SUMINISTRO	616	227
NECESIDADES ESPECÍFICAS DE OPERACIÓN	384	118
ALIMENTACIÓN EJE FERROVIARIO	679 ³⁴	74
APOYO A LA RED DE DISTRIBUCIÓN		473
CONSUMIDORES		20
INTERCONEXIONES INTERNACIONALES ³⁵	25	25
ENLACES ENTRE SISTEMAS	1.507	1.468
INTEGRACIÓN DE RENOVABLES Y RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS	2.031	1.759
Red de Partida	892	1.132
Inversión Total Sujeta a Limitación	5.629³⁶	5.685

³³ Inversiones previstas considerando un factor de retardo de la inversión.

³⁴ Este valor consolida el desvío por cuestión de decimales de la propuesta (4M€) para que el total de la partida de inversión no limitada sea de 5.629 M€.

³⁵ Actuaciones de refuerzos necesarios

³⁶ Ya incluye la partida correspondiente a la Red de Partida y por eso no se modifica

En valores totales se ve que la nueva propuesta reduce ligeramente la inversión total sujeta a limitación respecto a la propuesta inicial, disminuyendo 60 M€ en total.

A pesar de que la inversión de la red de partida estaría embebida en cada una de las distintas motivaciones, como se puede ver en el cuadro anterior, hay partidas de inversión que no se verían afectadas y que sí son susceptibles de ser comparadas. En este sentido, se mantienen las inversiones relativas a la Renovación de la red de transporte y en los refuerzos de red necesarios para el buen funcionamiento de las Interconexiones internacionales con los países vecinos. Se incrementan de forma sustancial la Seguridad de Suministro y las Necesidades de Operación, y ligeramente las inversiones destinadas a la conexión de consumo.

Con todo, la inversión sujeta a limitación de inversión máxima contemplada en la propuesta resulta ser de 5.629 M€ que se traduce en un límite de inversión anual de 938,167³⁷M€.

Como novedad respecto a la propuesta inicial se incorpora la inversión correspondiente a despachos de maniobra y telecontrol necesarios para el adecuado funcionamiento de la red de transporte, por un importe de 38,7 M€ anuales, que estarían incluidos dentro de la inversión destinada a cubrir las necesidades específicas de Operación del Sistema.

La totalidad de las inversiones previstas en la propuesta, tendrán un impacto en la retribución de la actividad de transporte de **844 M€** en el último año del periodo, considerando una incorporación lineal de la inversión prevista total a lo largo de los seis años del horizonte considerado, y una retribución anual por O&M total con tendencia incremental para simular la incorporación paulatina de las actuaciones a lo largo de los años del periodo, a la que habría que incorporar la correspondiente al Golfo de Vizcaya (9,3 M€/anual a partir de 2026³⁸). Esta aproximación puede verse desglosada en las tablas siguientes:

³⁷ Incluye 25 M€ de los refuerzos de internos necesarios para el buen funcionamiento de la Interconexión FR-ES (18 M€) así como las modificaciones topológicas necesarias en la zona de los Pirineos (7 M€).

³⁸ Considerando los valores correspondientes a la Interconexión de Golfo de Vizcaya según la propuesta de planificación.

Tabla 2: Retribución anual nuevas inversiones planificadas en el horizonte 2021-2026

	VI (M€)	ROM (M€/año)	R_{total} 2023	R_{total} 2024	R_{total} 2025	R_{total} 2026	R_{total} 2027	R_{total} 2028
APS 2021	990 ³⁹	15	95	94	92	91	89	88
APS 2022	990	30		110	109	107	106	104
APS 2023	990	45			125	124	122	121
APS 2024	990	60				140	139	137
APS 2025	990	75					155	154
APS 2026	1.720 ⁴⁰	100 ⁴¹						239
Retribución Total Nueva Inversión Final Periodo (M€)								844

Por otro lado, cabe recordar que, conforme establece el Real Decreto 1047/2013, en la redacción dada por la DA2ª del Real Decreto-Ley 23/2020, de 23 de junio, el volumen anual de inversión de la red de transporte puesto en servicio en el año n, durante los años 2021 y 2022, no podrá superar el 0,075% del PIB de España previsto para ese año, y el 0,065% en el resto del horizonte de planificación, constituyendo dicho límite el valor máximo del volumen anual de inversión. Considerando las sendas de variación anual de PIB reflejadas en la propuesta⁴² de planificación, así como las previsiones del Banco de España⁴³ y la Actualización del Plan estabilidad 2020-2021, se obtienen las siguientes sendas de límite para la actividad del transporte de energía eléctrica:

³⁹ Incluye inversión asociada a las interconexiones internacionales menos la correspondiente al Golfo de Vizcaya así como la Inversión en Despachos de telecontrol 38 M€/año de inversión.

⁴⁰ Considerando los valores económicos correspondientes a la Interconexión de Golfo de Vizcaya según la propuesta de planificación.

⁴¹ Incluye 9,3 M€ de la Interconexión con Francia, Golfo de Vizcaya considerando los valores económicos recogidos en la propuesta de planificación.

⁴² Figura 7 de la Propuesta de Desarrollo H2026

⁴³ <https://www.bde.es/f/webbde/GAP/Secciones/SalaPrensa/IntervencionesPublicas/DirectoresGenerales/economia/Arc/Fic/arce230321.pdf>

Tabla 3: Límites de inversión máxima para la actividad de transporte de energía eléctrica

Año	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Total Horizonte 2021-2026
Inversión Prevista Sujeta a Limitación (M€)	938	938	938	938	938	938	5.629
PIB M€	1.209.193	1.313.183	1.381.469	1.436.727	1.487.013	1.539.058	
Incr anual PIB Nominal% (Plan estabilidad 2021-2024)⁴⁴	7,80%	8,60%	5,20%	4,0%	3,50% ⁴⁵	3,50% ⁴⁶	
Límite Sectorial (M€)	907	985	898	934	967	1.000	5.691
PIB M€	1.202.462	1.236.131	1.274.451	1.313.959	1.354.692	1.396.688	
Escenario 1 Propuesta Planificación (Incr. anual PIB Nominal%)	7,20%	2,80%	3,10%	3,10%	3,10%	3,10%	
Límite Sectorial (M€)	902	927	828	854	881	908	5.300
PIB M€	1.148.621	1.183.079	1.217.389	1.252.693	1.289.021	1.326.403	
Escenario 2 Propuesta Planificación (Incr. anual PIB Nominal%)	2,40%	3,00%	2,90%	2,90%	2,90%	2,90%	
Límite Sectorial (M€)	861	887	791	814	838	862	5.054
PIB M€	1.221.531	1.299.709	1.337.401	1.376.185	1.416.095	1.457.162	
BDE Esc. Suave (Incr anual PIB Nominal%)⁴⁷	8,90%	6,40%	2,90%	2,90%	2,90%	2,90%	
Límite Sectorial (M€)	916	975	869	895	920	947	5.522
PIB M€	1.204.706	1.278.193	1.315.260	1.353.403	1.392.652	1.433.039	
BDE Esc. Central (Incr anual PIB Nominal%)	7,40%	6,10%	2,90%	2,90%	2,90%	2,90%	
Límite Sectorial (M€)	904	959	855	880	905	931	5.434
PIB M€	1.172.177	1.233.130	1.272.590	1.313.313	1.355.339	1.398.710	
BDE Esc. Severo (Incr anual PIB Nominal%)	4,50%	5,20%	3,20%	3,20%	3,20%	3,20%	

44

https://portal.mineco.gob.es/RecursosArticulo/mineco/economia/macro/mensuales/Programa_Estabilidad.2021-2024.pdf

⁴⁵ Estimación CNMC

⁴⁶ Estimación CNMC

⁴⁷ Proyecciones del Banco de España 16 marzo de 2021
<https://www.bde.es/f/webbde/GAP/Secciones/SalaPrensa/IntervencionesPublicas/DirectoresGenerales/economia/Arc/Fic/arce230321.pdf>

Año	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Total Horizonte 2021-2026
Limite Sectorial (M€)	879	925	827	854	881	909	5.275

Como puede verse, es previsible que la inversión prevista sujeta a limitación, 938,167⁴⁸ M€, superará, en la mayor parte del periodo, los límites admisibles por la normativa vigente. Los valores que se muestran en rojo son aquellos en los que el limite sectorial estará por debajo de los 938,167 M€ de inversión prevista.

No obstante, puede verse que en el escenario macroeconómico que se deriva del Programa de Estabilidad 2021-2024, publicado el 30 de abril de 2021⁴⁹, el limite sectorial, tendría más holgura para dar cabida a la inversión propuesta, por lo menos en casi la mitad de los ejercicios del periodo. Si adicionalmente se considera el limite sectorial total resultante para el periodo, puede verse cómo en el escenario macroeconómico del Programa de Estabilidad admitiría la inversión que se ha previsto en la propuesta, 5.629 M€ frente a los 5.691 M€.

Por todo ello, dada la situación de incertidumbre económica y la gran sensibilidad frente a los cambios en las perspectivas macroeconómicas, se considera prudente realizar un nuevo ajuste más conservador en la senda de inversiones, para evitar que los movimientos porcentuales de las proyecciones de PIB pongan en riesgo el arduo trabajo que supone elaborar una planificación como la que se informa.

Considerando de manera adicional, que la propuesta incluye un gran número de actuaciones de carácter singular⁵⁰, cuyas previsiones de inversión pueden incrementarse al alza⁵¹ una vez que se pongan en servicio, dada las dificultades técnicas de implantación. Si bien los estudios técnicos y económicos aportados por el OS, determinan la viabilidad económica de las actuaciones incluidas en la misma, en algunos estudios es necesario profundizar en la estimación de los costes de dichas actuaciones, en los análisis de coste beneficio y en la adecuación a las unidades técnicas valoradas, tal y como se recoge en el apartado 7.

⁴⁸ Incluye 25 M€ de los refuerzos de internos necesarios para el buen funcionamiento de la Interconexión FR-ES (18 M€) así como las modificaciones topológicas necesarias en la zona de los Pirineos (7 M€).

⁴⁹ Se trata del escenario más actualizado ya que data del 30 de abril de 2021 frente a los restantes que son de principios y mediados de marzo de 2021

⁵⁰ Entorno al 46% de la Inversión contemplada dentro del horizonte 2021-2026, se encuentra asociada a unidades no estandarizadas.

⁵¹ Conforme a lo que se establece el artículo 9 punto 9, de la Circular 5/2019, de 5 de diciembre, de la CNMC: « ...// El valor de inversión con derecho a retribución por parte del sistema, en ningún caso podrá superar el 25 por ciento del valor de inversión calculado utilizando la información presentada por la empresa transportista en la mencionada solicitud de singularidad...//», es decir, las inversiones singulares pueden llegar a desviarse del valor aprobado en la resolución de singularidad hasta un 25%, y siendo inversiones de alto riesgo como pueden ser los enlaces submarinos, existe una probabilidad elevada de que las inversiones finales sean mayores las que se manejaban en las previsiones iniciales.

Por todo lo anterior, se recomienda que la propuesta de inversión que finalmente se apruebe sea inferior a los límites de inversión anuales, conforme al principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico previsto en el artículo 14 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre

Finalmente se recuerda que la Ley del Sector Eléctrico dota de mecanismos de adecuación de la planificación ante circunstancias específicas, en concreto en el artículo 4, apartado 4.d) señala:

«4. Los planes de desarrollo de la red de transporte, que se deberán incluir en la planificación eléctrica, recogerán las líneas de transporte y subestaciones previstas, abarcarán periodos de seis años e incluirán criterios y mecanismos de flexibilidad en cuanto a su implementación temporal para adaptarse a la evolución real de la demanda de electricidad, sin perjuicio de su revisión periódica cuando los parámetros y variables que sirvieron de base para su elaboración hubieran variado.

Excepcionalmente, por acuerdo del Consejo de Ministros, previo trámite de audiencia, informes de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y de las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla afectadas y oído el operador del sistema, se podrá proceder a la modificación de aspectos puntuales de los planes de desarrollo cuando se produjera alguna de las siguientes situaciones:

...//...

d) La construcción de determinadas instalaciones en la red de transporte resulte crítica para la transición energética y la electrificación de la economía y estas no estuvieran contempladas en el instrumento de planificación vigente. ...//...»

A este respecto cabe señalar que la planificación indicativa dada por el PNIEC supone un cambio de paradigma energético y una disrupción respecto a planificaciones anteriores en lo que se refiere al modelo de desarrollo de redes y de la gestión operativa de las mismas. Esta propuesta de planificación considera por un lado, un contingente de generación renovable muy ambicioso, conectado principalmente a la red de transporte, pero con unas altas expectativas de penetración en la red de distribución, sobre las que no se tiene certeza de si finalmente serán implementadas o sobre cómo influirán en la operativa del sistema, y por otro lado, el hito de innovación a gran escala, lo que hace prever que, aunque la propuesta planteada por el Operador del Sistema supone una base fundada, deberá ser revisada, a lo largo del horizonte a través de los mecanismos de modificación contemplados en la Ley Sectorial, para acomodarse a las necesidades que se vayan materializando y poder dar respuesta a las previsibles nuevas necesidades que surjan en un futuro próximo.

6. Otras consideraciones

6.1. Escenario de estudio. Proyección de demanda energética

De acuerdo con la Propuesta de Planificación, el escenario de proyección de demanda energética 2021-2026 se ha establecido en el contexto macroeconómico y en los escenarios Objetivo 2025 y 2030 de Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (en adelante PNIEC), considerando una interpolación lineal entre ambos años para establecer el valor a 2026.

Según especifica la propuesta de planificación, ha considerado el borrador del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima que se tramitó en el congreso en mayo de 2020⁵². A este respecto señalar que el pasado 31 de marzo de 2021 se publicó la Resolución de 25 de marzo de 2021, por la que se aprueba la versión final del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima⁵³, que no presenta diferencias reseñables respecto a la versión original.

Por otro lado, en la propuesta se han planteado dos escenarios de evolución del PIB a largo plazo:

- Escenario 1: tiene en cuenta la caída del PIB del año 2020 como consecuencia del COVID.
- Escenario 2 está basado en la evolución del PIB prevista en la “Actualización del programa de estabilidad 2019” de abril de 2019 y, por tanto, no tiene en cuenta la incidencia de la pandemia en el crecimiento de la economía.

Tabla 4: Escenarios de evolución de la variación anual del PIB (%)

Escenarios de evolución del PIB (%)		
Año	Escenario 1	Escenario 2
2018	2,4%	2,4%
2019	2,2%	2,2%
2020	-10,9%	1,9%
2021	6,6%	1,8%
2022	1,6%	1,8%
2023	1,8%	1,6%
2024	2,2%	1,5%
2025	2,7%	1,4%
2026	2,4%	1,3%
2020-2026	0,9%	1,6%

Con estas estimaciones, el crecimiento medio previsto del PIB en el periodo 2020-2026 se situaría entre el 0,9% y el 1,6% según el escenario considerado.

⁵² http://www.congreso.es/public_oficiales/L14/CONG/BOCG/A/BOCG-14-A-19-1.PDF

⁵³ https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-5106

Comparándolo con la extrapolación a 2026 del escenario objetivo del PNIEC éste situaría su crecimiento entre ambos escenarios, es decir, la demanda alcanzaría 276 TWh en 2026 frente a 258 en el Escenario 1 y 291 en el escenario 2. En este sentido, REE en la previsión de la demanda nacional a 2026 que aportó para la elaboración de la tarifa eléctrica del 2021, estimaba un valor de la demanda en bc de 277,9 TWh.

Respecto de la evolución de la Evolución del PIB considerada en el escenario de prospección implícito en la propuesta se realizan las siguientes consideraciones:

A efectos de valorar dichas previsiones, se indica que las previsiones, a más corto plazo (2021-2022), de los organismos internacionales se configuran de la siguiente forma: para el año 2021 el intervalo de variación del PIB previsto por los distintos organismos se encuentra entre el 5,6% y el 6,5% (CE⁵⁴ 5,6%, OCDE⁵⁵ 5,7%, FMI⁵⁶ 6,4%, Banco de España⁵⁷ 6%; Gobierno 6,5%) y para el año 2022 el intervalo de variación se encuentra entre el 4,7% y el 7% (FMI 4,7%, OCDE 4,8%, CE 5,3%, Banco de España 5,3%, Gobierno 7%).

La previsión de crecimiento del PIB del escenario 1 para 2021 estaría alineado con las últimas estimaciones de los agentes económicos. Sin embargo, no ocurriría lo mismo en el caso del año 2022 cuya estimación estaría muy infravalorada.

Por lo que respecta al crecimiento del PIB que se plantea en el Escenario 2, este no sería real, dado que su estimación no tiene en cuenta la contracción de la economía derivada del COVID.

Por lo que se refiere a la cobertura de la demanda para las islas existe una discrepancia entre la demanda y la generación del sistema. En el caso de Baleares mientras que la demanda en b.c. se estima en 6.231 GWh la generación del sistema, incluyendo el cable desde la península, se estima en 6.252 GWh. Por lo que respecta a Canarias, mientras que la demanda en b.c. se estima en 10.738 GWh la generación del sistema canario se estima en 10.687 GWh. Esta discrepancia debería ser corregida o, en caso contrario, se debería especificar el motivo de la discrepancia.

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. Si bien, se ha considerado la baja en el horizonte 2026 de todos los grupos de carbón existentes actualmente y que el cierre de las centrales nucleares se

⁵⁴ https://ec.europa.eu/info/business-economy-euro/economic-performance-and-forecasts/economic-performance-country/spain/economic-forecast-spain_es

⁵⁵ <https://www.oecd-ilibrary.org/deliver/34bfd999-en.pdf?itemId=%2Fcontent%2Fpublication%2F34bfd999-en&mimeType=pdf>

⁵⁶ <https://www.imf.org/-/media/Files/Publications/WEO/2021/April/English/text.ashx>

⁵⁷

<https://www.bde.es/f/webbde/SES/Secciones/Publicaciones/InformesBoletinesRevistas/BoletinEconomico/21/T1/descargar/Fich/be2101.pdf>

producirá con posterioridad al año 2026. La potencia instalada a nivel nacional quedaría conformada de acuerdo al siguiente cuadro:

Tabla 5: Potencia instalada por tecnología en el escenario de estudio 2026 a nivel nacional (Fuente CNMC a partir de datos Propuesta Planificación)

Potencia instalada a nivel nacional en 2026		
Tipo de tecnología	MW	%
Nuclear	7.117	5%
Carbón	0	0%
Ciclo combinado	24.560	18%
Gas Natural	977	1%
Hidráulica	21.260	16%
Eólica	42.536	31%
Solar fotovoltaica	25.186	19%
Termosolar	5.300	4%
Resto RES	1.220	1%
Cogeneración y otros	4.740	3%
Baterías	500	0%
Gasoil-Fueloil	2190	2%
Gasoil	418	0%
Fuel Oil	70	0%
TOTAL	136.074	100%

Al respecto, cabe señalar que en la propuesta se señala que la potencia instalada de carbón en el 2025 según el PNIEC asciende a 4.300 MW mientras que este valor según dicho plan ascendería a 2.165 MW. Además, se apunta que se mantiene la potencia nuclear en los valores actuales puesto que la baja de dicha potencia se producirá con posterioridad a 2026. Con respecto a la potencia nuclear indicar que el dato que se proporciona en la propuesta de planificación, 7.117 MW es el dato correcto y no el que se establece en el PNIEC.

Si bien, la propuesta apunta a que el cálculo se ha realizado interpolando los valores del escenario objetivo entre 2025 y 2030, la interpolación a 2026 diferiría ligeramente del valor presentado en la propuesta, siendo un 0,2% inferior. Este cálculo no se podría realizar por tecnologías puesto que se encuentran clasificadas de distinta forma.

El análisis parece indicar que se ha reducido potencia en las instalaciones de generación convencional (Ciclos, Fuel oil, ajuste del valor de las nucleares) y se ha aumentado potencia de generación renovable (solar fotovoltaica, eólica, etc.).

Por lo que respecta al cálculo que realiza el informe del balance de generación por tecnologías, la propuesta presenta los siguientes datos a nivel nacional:

Tabla 6: Balance de generación por tecnologías en el escenario 2026 a nivel nacional (Fuente CNMC a partir datos Propuesta de Planificación)

Balance eléctrico a nivel nacional 2026		
Tipo de tecnología	GWh	%
Nuclear	51.754	18%
Carbón	0	0%
Ciclo combinado	15.757	5%
Gas Natural	3.383	1%
Hidráulica	32.484	11%
Eólica	96.020	33%
Solar fotovoltaica	43.964	15%
Termosolar	12.356	4%
Resto RES	6.198	2%
Cogeneración y otros	25.153	9%
Baterías	0	0%
Gasoil-Fueloil	6.664	2%
Gasoil	175	0%
Fuel Oil	90	0%
Intercambio con península	1.946	
TOTAL (*)	293.998	100%

(*) No incluye intercambio con península

Al respecto, cabe señalar que la proyección a 2026 del balance eléctrico a nivel nacional es un 3,5% inferior al que resultaría de interpolar a 2026 la generación eléctrica neta de 2025 que considera el PNIEC, aplicándole el crecimiento medio anual para el período 2025 y 2030.

Todas las circunstancias expuestas deberían ser objeto de revisión en la propuesta que finalmente se apruebe.

6.2.Desagregación y trazabilidad de las actuaciones

6.2.1. Red de partida

La propuesta remitida incluye una red de partida con una inversión prevista de 939 M€, incorporando la Interconexión Norte con Portugal, que pasa a la red de partida como actuación destacada, con entrada en servicio prevista para 2022.

El esfuerzo inversor en la red de partida se ve disminuido respecto a la propuesta inicial. Sin embargo, llama la atención que a pesar de que se han puesto en servicio menos instalaciones respecto a las previstas en la propuesta inicial, se han incorporado otros nuevos proyectos y se han adelantado infraestructuras con inversiones relevantes, como es el caso de la mentada Interconexión Norte con Portugal, lo que a priori, parece que debería aumentar la inversión total en la red de partida. Por todo lo anterior, en ausencia de una información más

detallada, cabe pensar que parte de las inversiones que se presentan, podrían no estar bien valoradas por lo que deberían revisarse.

Cabe señalar que la propuesta remitida ha mejorado en lo que se refiere al desglose de información, ya que se han incorporado referencias al criterio a que obedece la consideración de cada una de las actuaciones incorporadas a la red de partida. En este sentido, la propuesta que se informa presenta una mejor información de la selección de las actuaciones englobadas dentro de dicha red de partida, aunque se considera que todavía se debería clarificar y desglosar más la información a recoger.

De esta forma, se mantiene respecto de la propuesta inicial que, para conformar la red de partida, no sólo se ha considerado la red en servicio, sino que se han considerado instalaciones ya definidas en la planificación vigente, que se encuentran en construcción o con un importante avance en su tramitación⁵⁸.

Sin embargo, la propuesta remitida sigue sin recoger el valor de inversión individualizado para cada una de las actuaciones que forman parte de dicha red, así como tampoco incluye el porcentaje o el grado de avance de inversión ejecutado en cada una.

Por otro lado, en el Anexo I Red de Partida se han incluido algunos proyectos cuyos criterios de inclusión son “Dispone de *DIA la parte crítica del conjunto de actuaciones*”. Es preciso señalar que si una infraestructura requiere Declaración de Impacto Ambiental (DIA), esta debe ser completa, no parcial, con la finalidad de que sea una red segura sobre la que sustentar la red planificada. Por ello, debe requerirse que sólo puedan tener la consideración de red de partida, aquellas infraestructuras para las que siendo necesaria una Declaración de impacto ambiental en el proceso de tramitación, en el momento de aprobación de la planificación para el horizonte 2021-2026 dispongan de una DIA completa y que esta sea positiva. Sólo así se garantizará la robustez de la red de partida, al tiempo que no obstaculizará los desarrollos planificados futuros en los que pueda tener impacto.

En línea con lo anterior, se ha hecho un análisis de las inversiones referentes a la red de partida que han podido ser identificadas, utilizando los últimos datos declarados por REE, en calidad de transportista, en base a la Circular 1/2015, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. De dicho análisis se extrae que la inversión para el conjunto de dichas actuaciones asciende a 808,2 M€, lo cual representa un 86,9% de la Red de partida. Sin embargo, la inversión ejecutada hasta el momento, conforme a su declaración en la citada Circular 1/2015, para dicho conjunto de actuaciones ha sido

⁵⁸ Actuaciones recogidas en la planificación 2015-2020 vigente que cumplen con los criterios: “Actuaciones con construcción iniciada”; “Actuaciones con puesta en servicio prevista por el transportista anterior al inicio del periodo de planificación en estudio (puesta en servicio 2019 y 2020)”, si bien estas actuaciones no computan en el coste de inversión de la Propuesta; “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 al 2023”; y por último, “Posiciones para permisos de acceso concedidos en subestaciones incluidas en la planificación 2015-2020”.

únicamente de un 15,8% de la inversión total, existiendo además diversas actuaciones cuyo coste de inversión ejecutado es nulo. Este hecho, a priori, no resulta coherente con la definición de la red de partida, ya que las actuaciones en construcción o con importante avance de tramitación, tendrían que tener un porcentaje mayor de gastos activados.

Adicionalmente, en el caso de las actuaciones que conforman la red de partida, se debería realizar un desglose detallado del número y tipo de instalaciones (posiciones, líneas y trafos) que conforman cada actuación, así como estar cada una de ellas referenciadas al código CUAR⁵⁹ asignado, conforme a la citada Circular 1/2015. Este aspecto fue ya requerido en el informe a la propuesta inicial, sin que todavía se haya recogido en la propuesta objeto de este informe.

En la misma línea, exponer que en el informe sobre la propuesta inicial se señaló que las actuaciones incluidas en la red de partida con identificador (ID) RDP82 (Ampliación de Santa Águeda 220 kV) y RDP83 (Ampliación de Telde 66 kV y Arinaga 66 kV) presentaban una fecha de puesta en servicio indeterminada, indicándose tan solo que serían puestas en servicio con posterioridad a 2023, requiriendo que esta circunstancia fuera clarificada, cuestión que todavía no ha sido atendida, por lo que se reitera su requerimiento de cara a ser recogido en el documento de planificación que definitivamente se apruebe.

Por otro lado, la propuesta ha modificado, respecto de la propuesta inicial, las motivaciones⁶⁰ que conllevan las infraestructuras consideradas, aunando la “Integración de renovables” con la “Resolución de restricciones técnicas”. Este hecho también se ha producido en las nuevas redes planificadas.

Cabe señalar que ambas motivaciones no se deberían considerar de forma conjunta porque atienden a objetivos diferentes. Unirlas bajo una misma consideración, dificulta que por un lado, se puedan identificar de manera exacta qué medidas son las que se adoptan para la resolución de restricciones técnicas de las redes, y por otro lado, que se puedan analizar los efectos previsibles de la inclusión de nueva generación a la operativa de la red. En definitiva, se ha buscado afianzar que se cumplen los objetivos de política energética, restando visibilidad a los efectos que puedan derivarse de dichas actuaciones.

Por otra parte, destacar que la propuesta establece que, conforme a 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, deberán ser estudiadas con igual criterio que el resto de nuevas actuaciones. Sin embargo, no se recoge el análisis de actuaciones que quedarían retrasadas o descartadas de la planificación

⁵⁹ Código CUAR (Código Único de Activo Regulado)

⁶⁰ En la propuesta inicial las motivaciones que se recogían para las actuaciones dentro de la planificación eran las siguientes: Resolución de Restricciones, Seguridad de Suministro, Fiabilidad, Apoyo a la distribución, Evacuación de renovables, Alimentación ejes ferroviarios y Almacenamiento.

vigente, cuestión que debería ser clarificada a modo de anexos dentro de la propuesta que finalmente se aprueba.

Por último, señala la propuesta remitida que la relación de instalaciones de red de partida será actualizada con la mejor información disponible en las últimas fases del proceso de elaboración de la planificación. A este respecto cabe señalar que de la revisión realizada por la CNMC se ha constatado que hay una serie de actuaciones que ya estarían en servicio, así como otras que, a partir de la información regulatoria disponible, podrían retrasarse más allá de lo previsto, siendo necesaria su inclusión y su evaluación en el nuevo horizonte de planificación, conforme a los criterios anteriormente señalados.

De igual forma, deberán revisarse los importes de inversión considerando las limitaciones de inversión máxima sujeta a retribución por el sistema. Asimismo, la red de partida debería estar conformada por proyectos maduros, tal y como se indica en la metodología de planificación europea, cuya entrada en servicio sea, con alta probabilidad, al menos anterior a los dos últimos años del final del horizonte planificado, en este caso 2024.

Por todo lo expuesto, se concluye que en la red de partida no se deberían englobar instalaciones para las que, aun estando incluidas en la planificación vigente 2015-2020, no se haya acreditado el porcentaje de inversión ejecutada, así como un grado avanzado en la tramitación, con independencia de que sí cumplan alguno de los criterios de inclusión descritos.

6.2.2. *Identificación de instalaciones de forma unívoca*

En relación a la identificación de instalaciones de forma unívoca, es preciso reiterar la necesidad de que cada una de las actuaciones incluidas en la propuesta de planificación esté referenciada al código CUAR asignado a cada uno de los activos que pertenecen a la red de transporte, según la Circular 1/2015, de 22 de julio, de la CNMC. Por ello, tal y como ya se solicitase en el informe sobre la propuesta inicial, para cada una de las actuaciones se deberá indicar el Código de Instalación Planificada, correspondiente a los Bloques 1 y 2 del CUAR, así como el código del proyecto al que pertenece dicho activo, que las empresas transportistas deben declarar en el formulario 10 de la citada Circular.

En el caso de la red de partida, se asume además que las instalaciones deberían tener un grado de tramitación avanzado, así como un porcentaje de inversión ejecutada, por lo que en este caso deberían estar referenciadas al código CUAR completo.

Si bien se ha manifestado por parte del MITERD y del Operador del Sistema la voluntad de avanzar en este aspecto una vez que se haya aprobado el documento de planificación para el horizonte 2021-2026, ésta no ha sido incluida todavía.

Es importante señalar que las infraestructuras que ya estaban planificadas dentro de la Planificación vigente del horizonte de 2015-2020, y que se mantienen en la propuesta que ahora se informa, deben mantener los CUARs de origen siempre que estuvieran bien codificados en el F10-P3 y que no se hayan modificado sus características. En los casos en los que el CUAR se deba recodificar, este se incluirá dentro del formulario F10-P4 de la Circular 1/2015, identificando los motivos de recodificación, y hacerlo conforme a las instrucciones que a continuación se indican, todo ello con el objeto de que pueda mantenerse la trazabilidad de las instalaciones.

Desde la CNMC se quiere recordar las reglas de codificación acordadas en el Oficio remitido en Julio de 2020 a Red Eléctrica de España, donde se establecía la metodología de codificación para el 2º y 3º carácter del bloque 2 del CUAR.

Tabla 7: Metodología de codificación 2º y 3º carácter del bloque 2 del CUAR

Declaración Bloque 2 (B2):											
BA: Planificación 2015-2020, documento original BB: Planificación 2015-2020, modificación aspectos puntuales BC: Planificación 2015-2020, adaptaciones de carácter técnico C1: RD Ley 15/2018											
A futuro: DA: Planificación 2021-2026, documento original DB: Planificación 2021-2026, modificación aspectos puntuales DC: Planificación 2021-2026, adaptaciones carácter técnico											
	<table><tr><th>2º carácter B2 (documento planificación)</th><th>3º carácter B2 (adendas)</th></tr><tr><td>B: H2015-2020</td><td>A: documento original</td></tr><tr><td>C: Rdley 15/2018</td><td>B: Modificación aspectos puntuales</td></tr><tr><td>D: H2021-2026</td><td>C: Adaptaciones carácter técnico</td></tr><tr><td></td><td>1: RD Ley 15/2018</td></tr></table>	2º carácter B2 (documento planificación)	3º carácter B2 (adendas)	B: H2015-2020	A: documento original	C: Rdley 15/2018	B: Modificación aspectos puntuales	D: H2021-2026	C: Adaptaciones carácter técnico		1: RD Ley 15/2018
2º carácter B2 (documento planificación)	3º carácter B2 (adendas)										
B: H2015-2020	A: documento original										
C: Rdley 15/2018	B: Modificación aspectos puntuales										
D: H2021-2026	C: Adaptaciones carácter técnico										
	1: RD Ley 15/2018										

Y atiende a los criterios:

- RD-Ley 15/2018: los caracteres 2º y 3º del bloque 2 han de ser codificados como **C1**.
- Las actuaciones del documento original: los caracteres 2º y 3º del bloque 2 han de ser codificados como **BA**.
- Las adaptaciones de carácter técnico: los caracteres 2º y 3º del bloque 2 han de ser codificados como **BC**.
- Las modificaciones de aspectos puntuales: los caracteres 2º y 3º del bloque 2 han de ser codificados como **BB**.
- Los Códigos de Instalación Planificados nuevos que se generen a partir del documento de Planificación 2021-2026 se les asignará el 2º y 3º carácter del bloque 2 como **DA**.

En general, los Códigos de Instalación Planificada (Bloque 1 y 2 del CUAR) que aparezcan en el documento de Planificación atenderán a los criterios establecidos en la Circular 1/2015 y para el caso particular de los caracteres 2º y 3º del bloque 2 atenderán a la tabla anterior. Asimismo dichos Códigos serán incluidos de forma coherente con el F10-P3.

6.3. Análisis coste-beneficio (CBA)

En la propuesta se expone que, para la realización del análisis coste-beneficio, los indicadores utilizados por el OS están en su mayoría inspirados en la

metodología CBA 2.0 de ENTSO-E aprobada por la Comisión Europea en 2018, adaptados todos ellos a las particularidades del sistema eléctrico español.

Dicho análisis coste-beneficio se ha llevado a cabo sobre actuaciones o agrupaciones de varias instalaciones que aportan de forma agregada una funcionalidad al sistema y no sobre instalaciones individuales. Además, se realiza con un enfoque desde el punto de vista de la sociedad, es decir, se evalúan los beneficios y costes para el conjunto de usuarios del sistema eléctrico.

El OS ha tenido en cuenta las recomendaciones del informe de la CNMC sobre la propuesta inicial de planificación y ha incluido información adicional sobre el cálculo del CBA, analizando cada uno de los indicadores, así como la monetización de los mismos.

No obstante, se presentan algunas dudas respecto al indicador “Reducción de generación necesaria”, el cual no forma parte de la metodología ENTSOE y, sin embargo, es de aplicación dentro de la propuesta en el caso particular de los sistemas no peninsulares en los que el valor de ENS sea nulo.

Dicho indicador se define como la capacidad de generación que no sería necesario instalar como resultado de considerar en servicio la actuación que se evalúa. El beneficio para el sistema se calcula en función de la retribución a la inversión y a la operación y mantenimiento evitada al no tener que instalar dicha capacidad de generación.

Dado que este indicador no forma parte de la metodología de ENTSOE, el OS debería incluir en el documento de planificación una justificación completa de la inclusión del mismo, razonando el porqué de su cálculo en el caso de que la ENS⁶¹ sea nula y si este indicador podría suponer una doble computación de beneficios.

Asimismo, la aplicación de este indicador no parece seguir un patrón común en su aplicación. En este sentido, encontramos que este indicador solo se ha calculado para dos enlaces: en el caso del “Enlace Ceuta-Península”, se observa que la reducción de ENS es nula, pero en el caso del “Enlace Tenerife-Gomera”, la reducción de ENS es, sin embargo, de 209 MWh/año, por tanto, no se entiende la aplicación de este indicador para este enlace, ya que si con dicho enlace se consigue una reducción de ENS, anteriormente la ENS no podía ser nula.

Por otro lado, en el informe sobre la propuesta inicial de planificación se establecía la necesidad de abordar enfoques de CBA⁶² más allá de las simulaciones PINT⁶³, por lo que se instaba al Operador del Sistema a explorar nuevos enfoques a través de otros métodos de simulación, y analizar la sensibilidad y robustez de los resultados presentados y su robustez. Esto era de gran relevancia en el caso de actuaciones de grandes infraestructuras como los enlaces entre sistemas y aquellos proyectos que conllevaran una gran

⁶¹ Energía No Suministrada

⁶² CBA: Cost Benefit Analysis (Análisis Coste-Beneficio)

⁶³ PINT: (Put In one at the Time)

diversidad de actuaciones, para identificar la manera de abordar la entrada de los diferentes activos y su estratificación a lo largo del periodo, ofreciendo una optimización de los recursos económicos.

En este sentido, se ha incluido en el documento de planificación un análisis coste-beneficio basado en simulación PINT secuencial para el caso del enlace Tenerife-Gomera, aunque no se aclara si esta misma simulación ha sido considerada para los refuerzos interrelacionados con este enlace. Asimismo, se ha incluido un Anexo que incluye un análisis CBA con PINT secuencial en el caso del refuerzo de la conexión eléctrica entre la Península y Baleares. No obstante, este análisis adicional coste-beneficio basado en simulación PINT secuencial⁶⁴, debería hacerse extensivo a todas aquellas instalaciones en las que el inicio de su construcción está condicionado por la construcción previa de otras instalaciones.

Por otro lado, se observa que no hay un patrón común en la realización del CBA. En el caso de los proyectos asociados a la “Integración renovables y resolución restricciones técnicas”, donde todos los proyectos cuentan con CBA a excepción de las actuaciones en las subestaciones de Abegondo 220 kV y Nueva Mequinenza 400 kV, sin que se explique por qué no se puede recoger dicho análisis. Caso diametralmente opuesto es el de las actuaciones encaminadas a incrementar la Seguridad de suministro, donde la mayor parte son actuaciones que no recogen este análisis frente a unas pocas en las que sí se incluye.

En los casos en los que sigue sin contemplarse análisis CBA⁶⁵, se mantiene la justificación de que dichos modelos de análisis son de difícil aplicación para actuaciones asociadas a la cobertura de la demanda, excepto para los casos en que la actuación resolviese una situación de energía no suministrada. Sin embargo, en dichas actuaciones se sigue evaluando de forma cualitativa su contribución a los principios rectores, en motivaciones como la integración de renovables o a la seguridad de suministro, y en muchos casos esa contribución se ve mejorada respecto a la propuesta inicial, pero no se justifica como se evalúa dicha mejora. De forma adicional, en algunos casos, a pesar de que las actuaciones en estos proyectos parecen no haber sufrido variación respecto a la propuesta inicial, han visto incrementados sus costes de inversión, mientras que en otros casos incorporan nuevas actuaciones sin que se modifiquen dichos costes. Por todo ello se hace preciso disponer de mayor información en detalle.

6.4. Identificación de necesidades de inversión en infraestructuras

Con carácter general se mantienen los comentarios que se formularon desde la CNMC con motivo de la propuesta inicial de planificación, a los que se añaden los siguientes.

⁶⁴ PINT secuencial: Simulación que considera los proyectos interrelacionados en la Red de Partida

⁶⁵ Actuaciones relativas a la Renovación RdT, a las Necesidades específicas operación, a la Alimentación eje ferroviario, al Apoyo a la RdD y para la conexión de grandes Consumidores.

[Confidencial] --- [Confidencial]

En la ficha del proyecto se incluye un beneficio socioeconómico de 61M€/año para el conjunto de todas las REAs. Se considera que este beneficio no sería realista, teniendo en cuenta que la entrada en servicio de las mismas será gradual a lo largo de todo el periodo. De igual forma señalar que la rentabilidad del proyecto resulta también desproporcionada (1.171 M€) y debería revisarse. Además, se recomienda que el análisis de coste-beneficio se realice de manera secuencial.

De la experiencia obtenida en la planificación vigente donde se han incorporado un total de 4.438⁶⁶ MVAR, cabe decir que todavía se presentan problemas de restricciones. Por ello, los desarrollos incluidos en la nueva planificación para resolver problemas de control de tensión deberían formularse de forma coordinada con los desarrollos de otros mecanismos, tanto obligatorios como voluntarios, con la finalidad de paliar dicho problema.

En lo que respecta a las inversiones que sirven para reducir el porcentaje de horas con elementos limitantes⁶⁷, identificados en el *ENTSOE bidding zone configuration technical report 2018*, se desgranar dentro de las inversiones y proyectos recogidos de la propuesta de planificación en cuatro actuaciones concretas con una inversión prevista de 463 M€. Dichas actuaciones son:

- **INT_ESP_FRA_3 Interconexiones internacionales. Modificación topológica red del Pirineo.**

Este proyecto no presenta un análisis CBA, por lo que no se identifica la rentabilidad del mismo en la propuesta de planificación.

Esta actuación permite explotar de forma desacoplada la red de 220 kV, que transcurre paralela al Pirineo y que conecta Aragón y Cataluña, cuando la situación así lo requiera. Contribuyendo adicionalmente a resolver los siguientes elementos limitantes a la capacidad de la interconexión ES-FR: Pont de Suert-La Poble 220 kV.

- **PEN_USO_RdT Incremento uso RdT**

Este proyecto presenta una rentabilidad de 459 M€/año, y entre sus actuaciones recoge las actuaciones: “Peñaflor-Villanueva 220 kV”; “S. Celoní-Vic 220 kV” y “Pont de Suert-La Poble 220 kV” que contribuyen a resolver elementos limitantes a la capacidad de la interconexión ES-FR.

⁶⁶ Datos de información retributiva de 2020 de las actuaciones puestas en servicio entre 2015 y 2019 y de los Planes de Inversión de Transporte. Periodo 2020-2022, para las previstas en 2020.

⁶⁷ Se trata de los elementos de la red de transporte que se saturan en más de un 5% cuando incrementa un megavatio la capacidad en la interconexión. Aquellos que muestran una mayor sensibilidad se etiquetan como elementos críticos y limitantes, siendo los elementos a considerar en los cálculos de capacidad de interconexión.

- **ESTE_1 Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas. Nuevo corredor Aragón-Levante.**

La rentabilidad asociada a este proyecto resulta ser de 1.248 M€/año, y requiere la baja de la actual línea Morella-La Plana 400 kV. Esta actuación contribuye a resolver los siguientes elementos limitantes a la capacidad de la interconexión ES-FR: “Aragón-Morella 400 kV”; “La Plana-Vandellós 400 kV”; “Morella-La Plana 400 kV” y “Gaussa-La Plana 400 kV” y “Catadau-Requena 400 kV”.

- **N_ESTE_3 Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas Refuerzo Aragón - Cataluña centro.**

Este proyecto permite reducir restricciones de generación en situaciones de alta producción renovable en las que se producen elevados flujos entre Aragón y Cataluña. Además, esta actuación contribuye a resolver los siguientes elementos limitantes “Torres de Segre-Albatarrec 220 kV” y “Mequinenza-Torres del Segre 220 kV”, todo ello con una rentabilidad de 1.230 M€ y un coste de inversión de 125 M€. A priori y vistos en conjunto con el resto de las actuaciones incluidas en los distintos proyectos, parecen tener sentido económico. A lo que se debe añadir que cualquier acción encaminada a reducir el número de elementos limitantes internos contribuirá a la obligación de dar el 70% de capacidad en la frontera, según se establece en el informe de ENTSO-E “Bidding zone review technical report”, que es usado para identificar congestiones.

Con todo, se reitera la necesidad de que la propuesta incluya información detallada y cuantificada sobre el impacto que van a tener estas inversiones sobre la eliminación de los elementos limitantes y sobre la capacidad disponible que podrá proporcionarse.

En lo que se refiere a las interconexiones con Andorra y con Marruecos, se mantiene las consideraciones formuladas para la propuesta inicial sobre dichas interconexiones en relación a que ambas responden a acuerdos bilaterales entre países. Se mantiene la visión de que dichas infraestructuras suponen grandes inversiones con aprovechamiento reducido de las mismas para el sistema eléctrico peninsular. Se añade que los costes de inversión considerados en ambos casos se han visto incrementados de manera sustancial respecto a la propuesta inicial analizada, sin que medien observaciones justificativas a dichos cambios. Más allá de los compromisos internacionales que las motiven, las inversiones asociadas a dichas infraestructuras deberían cubrirse, o al menos la mayor parte de ellos, con los peajes con terceros países, considerando la escasa rentabilidad para el sistema, haciéndose necesario definir cuál es el reparto de costes para el sistema/tercer país.

7. Análisis y resultados

En el análisis de la propuesta remitida se han identificado una serie de cuestiones que deberán ser revisadas y corregidas, en su caso. Dicho análisis se recoge en los apartados siguientes.

Con carácter general, en lo que se refiere a los costes de inversión que se recogen en las actuaciones se han identificado algunos casos en los que no se han considerado la totalidad de las unidades técnicas recogidas. En el caso de las actuaciones singulares, los costes que se han incluido no siempre resultan ser coincidentes con los que se establecen en las resoluciones de singularidad aprobadas para dichas instalaciones. En lo que se refiere a las renovaciones de activos, en algunos casos las inversiones necesarias consideradas resultan ser superiores a los costes asociados a unidades técnicas nuevas, sin que se hayan incorporado justificaciones de dichos sobrecostes o de la idoneidad de dichos reaprovechamientos a partir de análisis coste-beneficio.

En lo que se refiere a los costes de operación y mantenimiento considerados en la propuesta deberán ser revisados en su totalidad ya que han de considerarse los que se establecen en la Circular 7/2019 de 5 de diciembre de la CNMC y no los de la Orden IET 2659/2015, de 11 de diciembre. Adicionalmente se deberán revisar los costes considerados recordando que, aunque las instalaciones se financien por terceros, los costes de operación y mantenimiento de las mismas deben sufragarse con cargo al sistema.

De igual forma, dentro de la planificación casi la mitad de las inversiones recogidas no disponen de unidades técnicas conforme a las unidades tipo recogidas en la Circular 7/2019 de 5 de diciembre de la CNMC, lo que supone una dificultad añadida en la valoración las inversiones consideradas, que deben valorarse a las mejores previsiones, las cuales no se justifican con el nivel suficiente para poder evaluar su razonabilidad.

Por otro lado, se incorporan costes asociados a actuaciones no contempladas dentro de la metodología retributiva establecida por la Circular 5/2019, de 5 de diciembre de la CNMC, sobre las que se presentan dudas respecto a la razonabilidad de que sea retribuibiles y en qué forma.

Finalmente, las fichas referentes a cada actuación presentan modificaciones significativas en los valores del CBA (beneficios y costes) respecto a los recogidos en la propuesta inicial, sin que en la mayoría de las actuaciones haya cambios técnicos que puedan justificar esas modificaciones. Asimismo, las fichas no contienen una fecha concreta de puesta en servicio, sino que sólo reflejan la inclusión de dicha actuación en el horizonte de planificación o su previsión más allá de 2026. Si bien en la propuesta se ha identificado específicamente qué actuaciones de las que se engloban dentro de cada proyecto estarían en el anexo de actuaciones fuera del horizonte, el resto de actuaciones deben contar con una fecha prevista de entrada en servicio de forma individual. De lo contrario, se dificulta notablemente la comprensión de los escenarios previstos de red que se darán a lo largo del periodo, así como la previsión retributiva correspondiente a cada ejercicio. Por todo lo anterior, se

reitera la necesidad de que esta circunstancia se vea resuelta en la planificación que finalmente se apruebe.

7.1. Interconexiones internacionales

7.1.1. *Interconexión con Francia por el Golfo de Vizcaya*

A pesar de que este proyecto no presenta cambios técnicos respecto a la propuesta inicial, sí se recogen cambios significativos en la valoración del análisis CBA. En este sentido, tanto en la propuesta inicial como en la propuesta actual, se indica que los resultados han sido obtenidos a partir de la planificación europea TYNDP2018, teniendo en cuenta los valores medios del escenario 2025 Best Estimate. Dado que los valores calculados para cada indicador varían de una propuesta a otra, parece evidente que no se ha podido tomar la misma fuente de datos. Por tanto, es importante justificar de donde salen estos nuevos valores, que tampoco coinciden con los presentados en el TYNDP2020, y corregirlos en el caso de que sea necesario. Con todo, las modificaciones detectadas entre la propuesta inicial y la actual son:

- Integración adicional renovables: se modifica el valor de 907,3 GWh/año por 199.009 MWh/año
- Reducción emisiones CO₂: se modifica el valor de 108,5 kt/año por 1.316 kt/año
- Reducción pérdidas: se modifica el valor de 1.739 GWh/año por - 1.284 MWh/año
- Reducción de la ENS: se modifica el valor de 7.302 MWh/año por 852 MWh/año

Como puede verse, los indicadores sufren modificaciones que han de quedar resueltas en el documento final de planificación. Resulta llamativo el incremento de las pérdidas para el sistema, que pasan de una reducción de pérdidas de 1.739 GWh/año a un incremento de pérdidas de 1.284 MWh/año, mientras que si se atiende a la energía no suministrada ésta sufre un desplome completo. En sentido contrario, la reducción de emisiones pasa a mejorar en 12 veces la de la propuesta original. Por otro lado, parece haber algún error en las unidades de integración renovables ya que su cambio va más allá de valores y conlleva un cambio de orden de magnitud muy importante, pasando de GWh/año a MWh/año.

Por todo lo anterior, considerando la dimensión de impacto trasfronterizo de este proyecto y su obligatoriedad de incluirse en el TYNDP⁶⁸, hace necesario que se muestre como un proyecto consolidado y robusto, que pueda ser analizado por los reguladores francés y europeo, y cuyas magnitudes demuestren, sin lugar a dudas, la importancia del mismo y su necesidad para la seguridad del sistema nacional. Es necesario que se justifiquen los cambios registrados en situaciones donde no se ha señalado ninguna modificación, ello para dar robustez y

⁶⁸ TYNDP: Ten Year Network Development

credibilidad al análisis coste-beneficio del conjunto aportado en la propuesta de planificación.

Asimismo, es importante destacar que en el proceso de la planificación decenal europea del TYNDP2020, se ha informado una fecha de puesta en servicio para el año 2027, que estaría fuera del horizonte de planificación. Asimismo, el promotor informa de un incremento en el CAPEX de 1.750 M€ a 1.950 M€ y de un aumento en la longitud del trazado de 370 km a 390 km, todo ello como consecuencia del cambio de trazado.

Por todo lo anterior, lo que parece ser un error en la presentación de resultados o de explicación en las referencias del mismo debe ser revisado. Adicionalmente, es importante señalar que en el trámite de audiencia de la propuesta de planificación de la red de transporte y su estudio ambiental estratégico se han cursado consultas de forma cruzada a los países colindantes.

Por último, señalar que en el documento de planificación final se deberían presentar los datos más actualizados para este proyecto de interconexión.

7.1.2. *Interconexión con Portugal*

En la propuesta inicial, esta actuación no formaba parte de la Red de Partida. Sin embargo, en la actual propuesta se ha incorporado a dicha red, por lo que el Operador del Sistema no ha incluido una ficha de unidades técnicas y análisis coste-beneficio del proyecto dentro del Anexo II. A este respecto es necesario señalar, que dado el impacto transfronterizo de dicha interconexión resulta necesario contar con una información desagregada y pública de la misma que facilite su revisión futura con la planificación europea, el TYNDP, y su posible catalogación como PCI⁶⁹. Por ello, se solicita que el documento que finalmente se apruebe, cuente con una ficha de proyecto en la que se incluyan las unidades técnicas y el análisis coste-beneficio.

Con todo señalar que, dentro de la propuesta de Red de Partida, dicha actuación presenta una fecha de puesta en servicio en 2022 cuando los datos disponibles de las últimas declaraciones a nivel europeo la sitúan con entrada en servicio en 2023. Este aspecto deberá ser revisado y corregido en su caso.

7.1.3. *Interconexión con Andorra*

Este proyecto no presenta cambios técnicos, pero sí se incorporan cambios en su contribución a los principios rectores incluyéndose seguridad de suministro y eficiencia, ambos con bajo impacto. Deberá exponerse si las contribuciones del proyecto van referidas al conjunto de ambos sistemas o si sólo se asocian al impacto en el sistema nacional.

Al igual que con el proyecto de los refuerzos de la red nacional derivados de la interconexión por el Golfo de Vizcaya, no se presenta análisis CBA, cuestión que

⁶⁹ PCI: Project common interest (Proyecto Interés Común)

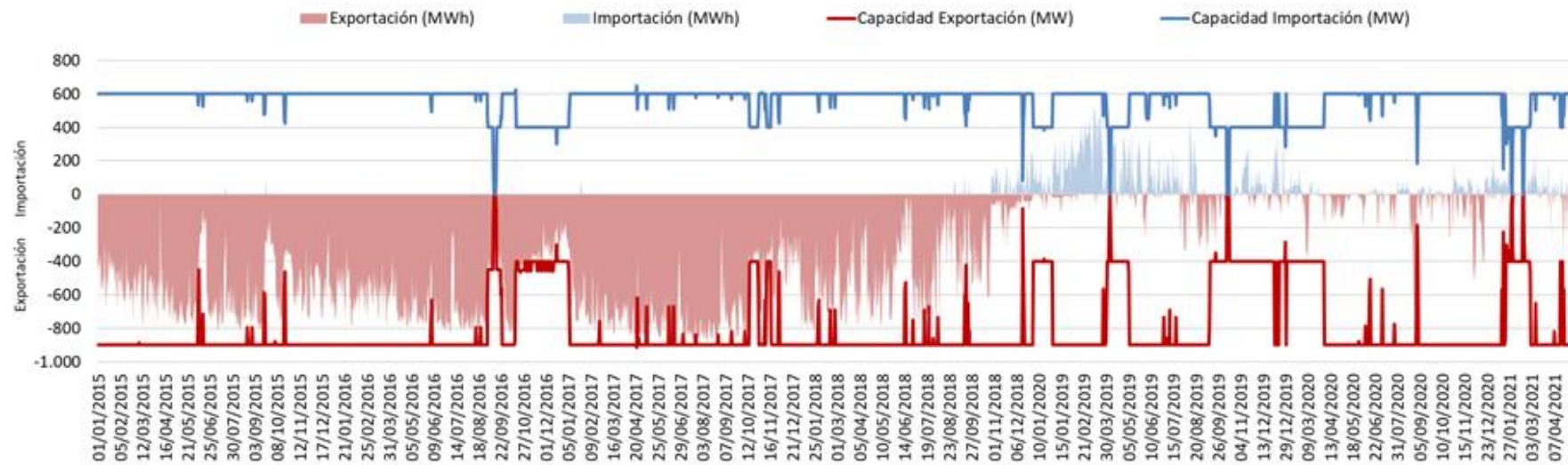
no aclara si puede ser debido a que la rentabilidad de dicho proyecto sea negativa para el sistema español. Con todo, se produce una modificación importante en los costes de inversión que se duplican respecto a la propuesta inicial sin que medien modificaciones en el proyecto que los justifiquen. Se considera que debe aclararse si los costes reflejados en la ficha del proyecto se corresponden a la totalidad de los costes de la infraestructura, ya que deberían reflejar un reparto equitativo, y en ningún caso superior al 50% para el sistema español.

7.1.4. *Interconexión Marruecos*

En la propuesta inicial, el tercer enlace 400 kV Puerto de la Cruz-Melloussa estaba incluido en las actuaciones con horizonte posterior a 2026, por tanto, no se aportaba un análisis CBA ni datos técnicos sobre dicha interconexión, que puedan servir en el análisis que ahora se realiza como referencia en la evolución de esta interconexión durante el proceso.

En el análisis de coste beneficio que se analiza sobre esta interconexión parte de la premisa de considerar que esta infraestructura tendrá una finalidad operativa de carácter meramente exportador energético, dando salida a las remesas sobrantes de energía renovable y evitando vertidos innecesarios en las redes. Sin embargo, se considera que este planteamiento debería revisarse, dada la dificultad de prever el sentido de la interconexión, debido a la sensibilidad del carácter exportador/importador a los precios de CO₂.

Ilustración 1: Capacidad y utilización de la interconexión España-Marruecos (MW y MWh) Fuente: CNMC



En 2021 por ejemplo, con precios altos de CO₂, la utilización es muy reducida y fundamentalmente tiene sentido importador.

Si los precios de CO₂ son elevados, y la generación marroquí (principalmente centrales de carbón) no internaliza costes medioambientales, como lo hace la generación europea, cabe pensar que el sentido de la interconexión se mantendrá importador a largo plazo, llevando a concluir que el escenario planteado en el análisis de coste beneficio parece demasiado optimista.

Por todo lo anterior, que dicha interconexión pueda funcionar como una solución al contingente renovable que se habrá de instalar en el sistema eléctrico nacional, dependerá de que se desarrolle un acuerdo con terceros países a nivel europeo, para que estos países se vean afectados por las mismas limitaciones medioambientales que el resto de agentes, y se garantice la competitividad bajo una premisa de utilización de recursos no emisores de CO₂.

Con todo, el análisis CBA arroja una cuantificación del indicador de Integración adicional de renovables de 2.573.703 MWh/año, valoración que se considera debe tener algún error, dada su desproporcionalidad. Por otro lado, el hecho de que la rentabilidad del proyecto se realice para ambos sistemas en conjunto, siendo Marruecos un país no perteneciente al mercado interior, solo puede responder a un acuerdo bilateral entre países, pero no a una evaluación de los beneficios para el sistema nacional, que es lo que correspondería a una ficha de proyecto de la planificación. Con todo, se considera que la imputación de los costes completos de la infraestructura dentro del análisis de rentabilidad no sería razonable, debiendo contemplarse en estos estadios de análisis como mucho un reparto equitativo al 50% entre ambos países.

7.1.5. Interconexiones Transpirenaicas

En lo que respecta a las interconexiones España-Francia: “*Navarra-Frontera Francesa*” y “*Aragón-Pirineos Atlánticos*”, recogidas dentro del Anexo III⁷⁰ de la propuesta, dado su impacto transfronterizo resulta necesario contar con una información desglosada y pública de ambas, que facilite su revisión futura con la planificación europea, TYNDP, y su posible catalogación como PCI⁷¹. Por ello, se solicita que el documento que finalmente se apruebe, cuente con una ficha de proyecto individualizada para cada una de ellas en la que se contemplen las unidades técnicas y el análisis coste-beneficio.

De igual manera, los datos que dichas fichas recojan deberán ser coincidentes con los disponibles de las últimas declaraciones a nivel europeo que se hubieran efectuado en el momento de la aprobación del documento de planificación.

⁷⁰ Actuaciones posteriores a 2026.

⁷¹ PCI: Project common interest (Proyecto Interés Común)

7.2. Enlaces entre los sistemas eléctricos nacionales

7.2.1. Enlace Península-Baleares:

Tal y como solicitó la CNMC en su informe sobre la propuesta inicial de planificación, el OS ha incorporado a la actual propuesta un Anexo que incluye un análisis CBA con PINT secuencial en el proyecto del refuerzo de la conexión eléctrica entre la Península y Baleares.

Según informa el OS y 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 periodos cronológicos distintos. Por tanto, es conveniente conocer el análisis CBA de cada una de las actuaciones por separado, mediante simulación 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.

Los casos analizados por el OS han sido los siguientes:

1) Análisis CBA de los sistemas de almacenamientos en baterías

El análisis se hace para las siguientes hipótesis:

- a) Las baterías se ponen en servicio antes que el segundo enlace HVDC entre Península y Baleares y antes de los compensadores síncronos. Se obtienen un VAN de 574 M€
- b) Las baterías se ponen en servicio después de la puesta en servicio del segundo enlace HVDC y de los compensadores síncronos. Se obtiene un VAN de 353 M€

En ambas hipótesis, se obtiene un análisis CBA positivo, aunque el beneficio es algo mayor si las baterías se instalan antes de que entren en operación el segundo enlace y los compensadores síncronos.

2) Análisis CBA de los compensadores síncronos:

Adicionalmente a los sistemas de almacenamiento, en la actuación se propone también la instalación de unos compensadores síncronos de 100 MVA cada uno.

El análisis se hace para las siguientes hipótesis:

- a) Los compensadores síncronos entran en operación con el segundo enlace HVDC ya en servicio, pero sin el sistema de almacenamiento. Se obtiene un VAN de 553 M€
- b) Los compensadores síncronos entran en operación con el segundo enlace HVDC y las baterías ya en operación. Se obtiene un VAN de 903 M€

- c) Los compensadores síncronos se ponen en servicio antes que el segundo enlace HVDC (con o sin baterías). Se obtiene un CBA negativo.

Los resultados muestran que los compensadores síncronos aportan beneficio cuando se ponen en servicio después del enlace HVDC y el beneficio es aún mayor cuando se consideran las baterías ya puestas en servicio. Sin embargo, los beneficios de los compensadores síncronos por sí solos no superan los costes.

3) Análisis CBA del segundo enlace HVDC entre Península y Baleares:

Se estudia la única hipótesis de que el enlace se ponga en servicio cuando las baterías y los compensadores síncronos ya están en operación. Con esta hipótesis se obtiene un VAN de 1064 M€.

A partir de los tres casos anteriores analizados, se puede extraer que las baterías por sí mismas aportan un alto beneficio, aunque no se instale el enlace ni los compensadores síncronos. Sin embargo, los compensadores síncronos solo obtienen beneficio si se instalan después del enlace, y este beneficio es aún mayor si las baterías están también ya instaladas. Por tanto, debe mantenerse la entrada de todos los activos dentro del horizonte, secuenciando la inclusión en operación del enlace y las baterías con carácter previo a los compensadores síncronos.

Por otro lado, la opción única de considerar tan solo el enlace HVDC sin otros activos adicionales no se ha realizado. Esto podría ser debido a que, conforme a la autorización por parte de la Comisión Europea sobre el régimen retributivo de ayudas estatales establecido en el Real Decreto 738/2015, ambos sistemas deberán estar conectados para 2025. Dicha autorización de régimen retributivo sólo se extiende hasta 2025⁷². Este condicionante, en su caso, debería recogerse dentro de la ficha del proyecto, indicando que el enlace debe estar en servicio en 2025, y justificando esta necesidad por la autorización mentada.

Tras el análisis secuencial realizado por el OS, se puede concluir que el conjunto de actuaciones que componen la conexión eléctrica entre la Península y las Islas Baleares aporta un beneficio positivo al sistema tanto si se usa la metodología PINT como mediante la aplicación de PINT secuencial. Si bien es cierto que el VAN que se obtiene utilizando la metodología PINT va a ser siempre mayor que el que se obtiene con la metodología PINT secuencial. Con todo, en la ficha de resultados para el proyecto de este enlace entre sistemas el análisis coste-beneficio que se presenta es el referente a un análisis CBA con simulación PINT que presenta un VAN de 1.304 M€.

Dado que la previsión de entrada en servicio no está especificada por componentes dentro del proyecto, se considera que debería identificarse de forma individualizada para cada activo: baterías, compensadores, etc., en el

⁷² Párrafo (212) del documento.

https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases1/202028/266654_2172578_212_2.pdf

documento de planificación. De igual forma, deberían revisarse dichos análisis secuenciales, visto que las modificaciones de los indicadores, así como los costes de inversión recogidos, parecen presentar diferencias notables con los valores que se incluyeron en la propuesta inicial. Asimismo, se debería presentar en la ficha del proyecto que definitivamente se recoja en el documento de planificación, el análisis CBA que recoja la opción más realista para el sistema.

Tal y como se indica en el párrafo anterior, este proyecto presenta cambios de consideración respecto a la propuesta inicial, que se detallan a continuación.

En primer lugar, hay modificaciones en lo que se refiere a la contribución de los principios rectores, añadiéndose los criterios de Maximización de penetración renovables y Resolución de restricciones técnicas, que antes no se incluían y sobre los que se desconoce si es que ha cambiado la contribución de este proyecto a los principios rectores cuando la respuesta en principio sería la original, y de ser así los motivos que lo sustentarían.

En lo que se refiere a los cambios en el CBA, se presentan los siguientes cambios respecto a la propuesta inicial:

- Reducción de la ENS: se modifica el valor de 852 MWh/año por 7 MWh/año.
- Integración adicional renovables: se modifica el valor de 199.009 MWh/año por 236 MWh/año.
- CAPEX: se modifica el valor de 1.040 M€ por 1.044 M€. Aunque se han aumentado 4 posiciones, el CAPEX solo sube 4 M€, y esta variación de inversión no sería correcta considerando las unidades técnicas que conlleva.
- OPEX: se modifica el valor de 13,4 M€/año por 19,9 M€/año, es decir, el OPEX sube 6 M€/año
- VAN: El resultado del CBA de pasa de 1.816 M€ a 1.304 M€, es decir, la rentabilidad del conjunto de actuaciones baja 500 M€.

Como puede verse, los indicadores sufren modificaciones muy significativas respecto a la propuesta inicial sin que se incluya ninguna justificación. Resulta llamativo la reducción de la ENS y de integración adicional de renovables.

La propuesta incorpora, además, una serie de cambios técnicos respecto a la propuesta inicial, añadiéndose 2 posiciones 220 kV y 2 posiciones de 132 kV, y modificando la tensión del enlace que, de 400 kV pasa a 66 kV, sin que tampoco se incluya una explicación justificativa sobre dichos cambios tan relevantes que, sin embargo, apenas producen variaciones en los costes de inversión⁷³ o de O&M.

La valoración económica de las nuevas unidades estandarizadas, supone un incremento como mínimo, de 7,54 M€ de inversión que no se corresponde con el cambio de unidades técnicas que se recogen en la ficha del proyecto. Por otro lado, el coste de O&M asociado a las unidades estándares, de valorarse

⁷³ Impacto económico de solo 4 M€ de inversión.

conforme a los costes establecidos en la Circular 7/2019, de 5 de diciembre de la CNMC, supondría una reducción de costes entorno al 25%. Por lo que debe revisarse este aspecto dentro de la ficha asociada a dicho proyecto, y revisar las rentabilidades del proyecto con los costes de inversión y operación y mantenimiento corregidos.

Por otro lado, la ficha de proyecto expone que la solución técnica que se va a emplear para el cable submarino es en tecnología HVDC VSC⁷⁴. Exponer que el enlace que actualmente se encuentra en servicio está formulado en tecnología HVDC clásico o HVDC LCC⁷⁵, de forma que se comparamos los costes asociados a los dos enlaces a partir de los valores de la resolución de singularidad de diciembre de 2015 de varias instalaciones entre las que se incluye el *primer enlace submarino Morvedre-Santa Ponsa HVDC LCC*, podemos ver como los costes de inversión previstos por al cable submarino suponen un incremento al alza de más del 40% y de más de un 70% los costes de operación y mantenimiento.

Estos valores de coste deberán justificarse en la correspondiente solicitud de singularidad justificándose los desvíos tan elevados por el cambio de tecnología.

7.2.2. ENL_ICA:TE-LG: Enlace Tenerife-La Gomera

En el análisis de este proyecto se han identificado una serie de discrepancias que deberán corregirse.

De esta forma, considerando la información recogida en la Resolución de la DGPEM por la que se otorga el carácter singular al nuevo enlace, así como las autorizaciones Administrativas y Declaración de Utilidad pública de las diferentes actuaciones englobadas en el proyecto, se indica que el coste asociado a las posiciones en la Subestación CHIO 66 kV(Tenerife) debe revisarse ya que como consta en la "Autorización Administrativa y Declaración de Impacto Ambiental de la instalación eléctrica denominada "Nueva subestación eléctrica Chío 66 kV", con número de expediente SE-2021/003", las posiciones asociadas a las REAS en dicha subestación serían posiciones convencionales y no posiciones blindadas como las que se incluyen en la valoración de las unidades estándar.

Por otro lado, en lo que se refiere a la valoración de los costes de operación y mantenimiento del proyecto exponer que no incluyen los asociados al cable submarino, que atendiendo a la resolución de singularidad serían de 1,680 M€/año.

⁷⁴ Tecnología HVDC VSC o de convertidor fuente de tensión es más reciente y funciona con válvulas de semiconductores de conmutación forzada (como son los IGBTs). Estos IGBT actúan como interruptores de alta velocidad. El principio fundamental de la tecnología convertidora VSC es la creación de una tensión senoidal AC de magnitud y fase controlable, esto permite controlar potencia activa y reactiva.

⁷⁵ Dicha tecnología el cual funciona en base al cambio de estado o conmutación de válvulas de tiristores, facilitado por la propia tensión alterna del sistema de potencia exportador e importador, de ahí su nombre HVDC LCC, convertidor conmutado por línea

Finalmente, en lo que se refiere a la Subestación del Palmar 66 kV (La Gomera), exponer que la estimación de inversión en la misma difiere mucho de la que se presentó en el la “Autorización Administrativa y Declaración de Impacto Ambiental de la instalación eléctrica denominada “Nueva subestación eléctrica El Palmar de La Gomera 66 kV”, con número de expediente SE-2021/002”. De esta forma en la AA-DUP se considera que la inversión asociada a las actuaciones necesarias sería 4,182 M€ frente a los 7,885 M€ que se incluyen en la propuesta de planificación, sin que difieran las unidades técnicas involucradas. Además, la propuesta de planificación considera una posición de interruptor central de tipo blindado para la conexión de la REA 3 que no estaría conforme al unifilar aprobado. De igual forma se considera que las posiciones asociadas a la conexión de las REAs 1 y 2, serían de tipo convencional, no blindado.

Con todo, dadas las importantes variaciones de costes que suponen las diferencias expuestas deberán revisarse de igual forma los resultados sobre la rentabilidad del proyecto.

7.2.3. *ENL_PEN-CEU: Enlace Península-Ceuta*

En cuanto al coste asociado a la Operación y Mantenimiento de las unidades singulares de este enlace, la Resolución de singularidad aprobada por la CNMC reconoce un coste de 3,351 M€/año con un desvío máximo a retribuir por el sistema que establece el artículo 9 apartado 10 de la Circular 5/2019, de 5 de diciembre, es decir un coste máximo de 4,189 M€/año. Si bien la valoración de la planificación, 4 M€/año, se encuentra por debajo del desvío máximo admisible con cargo al sistema, se recomienda que la valoración que se incorpore en el documento definitivo de planificación sea coincidente con la de la Resolución de singularidad aprobada para dicha instalación.

Por otro lado, exponer que el coste de O&M asociado a las unidades estándares, de valorarse conforme a los costes establecidos en la Circular 7/2019, de 5 de diciembre de la CNMC, supondría una reducción de costes superior al 25%. Por lo que debe revisarse este aspecto dentro de la ficha asociada a dicho proyecto.

Con todo, como en el caso anterior, dadas las importantes variaciones de costes que suponen las diferencias expuestas deberán revisarse de igual forma la rentabilidad del proyecto.

En lo que se refiere a las unidades técnicas contempladas dentro del proyecto, cabe señalar que en las posiciones de interruptor central convencionales 220 kV, Interruptor y medio que se han considerado en la SE Portichuelos deberá revisarse por qué en unos casos se considera sólo ½ interruptor y en otros casos se considera un interruptor completo.

7.2.4. *Enlace Ibiza-Formentera*

Respecto a este enlace, se producen modificaciones en lo que se refiere a la contribución de los principios rectores, incorporando participación de esta

actuación en la Resolución de restricciones técnicas, que antes no se incluía y que en la propuesta se recoge con un alto impacto.

También hay que destacar que a pesar de que no se presentan modificaciones técnicas respecto a la propuesta inicial, sí se producen modificaciones en los indicadores del CBA, sin que se presente una justificación. Los cambios más relevantes son los siguientes:

- Beneficio socioeconómico: se modifica el valor de 23 M€/año por 20 M€/año
- Reducción de la ENS: se modifica el valor de 421 MWh/año por 423 MWh/año
- Reducción emisiones CO₂: se modifica el valor de 13 kt/año por 4 kt/año
- Reducción pérdidas: se modifica el valor de -1.381 MWh/año por -1.536 MWh/año.
- VAN: El resultado del CBA pasa de 304 M€ a 253 M€, por lo que la rentabilidad del proyecto baja.

Como puede verse, hay cambios en el indicador de la Reducción de emisiones (aumentan las emisiones), así como en el de Reducción de pérdidas (se pasa de un aumento de pérdidas a una reducción de pérdidas) que explicarían la reducción del beneficio socioeconómico, y por tanto del VAN del proyecto. Sin embargo, el proyecto no presenta modificaciones técnicas respecto a la propuesta inicial, por lo que no se entiende cual es la motivación del cambio de valores de los indicadores del CBA.

7.3. Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas

7.3.1. Refuerzos interconexión España-Francia

Respecto a la propuesta inicial, el proyecto presenta cambios técnicos, incluyendo 24 km de cambio de conductor para la línea Hernani-Argia 400 kV. De igual forma, se modifica la contribución a los principios rectores, incluyéndose la resolución de restricciones técnicas que inicialmente no se valoraba y ahora presenta un severo impacto. Con todo, no se recoge análisis de CBA sin que se explique por qué no se realiza, cuando este proyecto tiene impacto transfronterizo, y resulta de vital importancia para garantizar la capacidad de intercambio de la nueva interconexión, corrigiendo restricciones internas de la red en territorio nacional que podrían mermar los flujos de intercambio en el polo español del enlace.

Finalmente se recoge una modificación de los costes de inversión de 7 M€⁷⁶, que vistas las variaciones introducidas debería corresponderse con el cambio de conductor, aunque nuevamente no se recoge explicación justificativa del incremento.

⁷⁶ El CAPEX pasa de 11 M€ a 18 M€

7.3.2. *ICA_1. Refuerzo del anillo oeste de Tenerife:*

Es preciso señalar que a pesar de que no se producen cambios técnicos respecto de la propuesta inicial, sí se producen modificaciones en el análisis CBA. Cabe la duda de si para la propuesta se ha procedido a emplear el método PINT secuencial, circunstancia que se no se recoge en la información de la ficha del proyecto. Las modificaciones que se presentan son las siguientes:

- Beneficio socioeconómico: se modifica el valor de 357 M€/año por 30 M€/año
- Reducción de la ENS: se modifica el valor de 56.984 MWh/año por 23.372 MWh/año
- Integración adicional renovables: se modifica el valor de 33.483 MWh/año por 85.516 MWh/año
- Reducción emisiones CO₂: se modifica el valor de -78 kt/año a 64 kt/año
- Reducción pérdidas: se modifica el valor de -1.223 MWh/año por - 2.916 MWh/año
- El CAPEX disminuye desde 61 M€ a 11 M€
- El OPEX disminuye desde 0,5 M€/año a 0,3 M€/año
- VAN: El resultado del CBA pasa de 7.063 M€ a 580 M€

Como puede verse los indicadores sufren modificaciones considerables, resultando especialmente significativa la reducción de emisiones de CO₂ (en la propuesta inicial había aumento de emisiones), el aumento de pérdidas del sistema, la reducción de los costes de inversión, así como los de Operación y Mantenimiento, y por supuesto, la del Beneficio Socioeconómico. Con todo, se aprecia una reducción drástica del VAN de este proyecto que se reduce en más de 12 veces respecto del de la propuesta inicial, sin que se incluya una justificación que explique los cambios tan significativos que se han producido.

7.3.3. *ICA 2. Refuerzo eje norte-sur del este de Tenerife*

Como en el caso anterior, se desconoce si en esta ocasión se ha integrado al método de PINT secuencial, pues tampoco se recoge alusión a dicho cambio.

En este caso sí hay ligeras modificaciones de las instalaciones técnicas respecto a la propuesta inicial, pues se añade una nueva posición de 220 kV. De igual forma, se ve modificada la contribución a los principios rectores incrementándose su impacto en lo que se refiere a la Maximización de renovables, a la eficiencia y a la reducción de pérdidas, sin que medie justificación explicativa en el cambio que se produce.

En lo que se refiere al análisis CBA los cambios, respecto a la propuesta inicial, son muy significativos y van más allá de poder justificarse únicamente por las modificaciones técnicas que se han producido. De esta manera encontramos que los indicadores varían de la siguiente forma:

- Beneficio socioeconómico: se modifica el valor de 175 M€/año por 29 M€/año
- Reducción de la ENS: se modifica el valor de 28.022 MWh/año por 30.615 MWh/año
- Integración adicional renovables: se modifica el valor de 15.884 MWh/año por 79.859 MWh/año
- Reducción emisiones CO₂: se modifica el valor de -15 kt/año a 37 kt/año.
- Reducción pérdidas: se modifica el valor de 14.826 MWh/año a 3.708 MWh/año.
- VAN: El resultado del CBA pasa de 3.391 M€ a 481 M€.

Igualmente, vemos como el beneficio socioeconómico se reduce en más de 6 veces respecto a la propuesta inicial, se empeora el índice de reducción de pérdidas del sistema, y el beneficio del proyecto cae a la séptima parte respecto de la propuesta inicial. Todo ello a pesar de que la reducción de energía no suministrada mejora y se reducen las emisiones de CO₂, que aumentaban en la propuesta inicial.

7.3.4. *ICA 3 Refuerzo eje sur Tenerife y nueva San Isidro*

En este caso, no se producen cambios técnicos respecto de la propuesta inicial, pero, sin embargo, sí se producen modificaciones tanto en el análisis CBA como en la contribución de este proyecto a los principios rectores. En lo que se refiere al CBA, persiste la duda, como en los dos casos anteriores, sobre la utilización del método PINT secuencial, pues tampoco se indica en la información de la ficha del proyecto. En lo que se refiere a los principios rectores, sufren mejoras en lo que se refiera a la Eficiencia del Sistema como a la Maximización de la red existente.

Con todo, las modificaciones sustanciales en los indicadores, respecto a la propuesta inicial, son las que se recogen a continuación:

- Beneficio socioeconómico: se modifica el valor de 58 M€/año por 1 M€/año
- Reducción de la ENS: se modifica el valor de 9.298 MWh/año por 373 MWh/año
- Integración adicional renovables: se modifica el valor de 5.948 MWh/año por 4.298 MWh/año
- Reducción emisiones CO₂: se modifica el valor de -2 kt/año a 3 kt/año.
- Reducción pérdidas: se modifica el valor de -386 MWh/año por -315 MWh/año
- VAN: Los resultados del CBA pasan de: 1.160 M€ a 4 M€

En este caso, el beneficio socioeconómico se reduce de forma sustancial, así como el valor de energía no suministrada, que ahora resulta más realista que en el caso de la propuesta inicial. También se ve mermada la integración adicional de renovables. Sin embargo, el indicador de reducción de emisiones mejora

ligeramente (se pasa de un aumento de emisiones a una reducción de emisiones) y aunque sigue habiendo un aumento de pérdidas para el sistema, dicho aumento disminuye ligeramente respecto a la propuesta inicial. Llama especialmente la reducción de la rentabilidad del proyecto de 1.160 M€ a 4 M€, sin que se incluya una justificación que permita entender una disminución tan drástica.

Con todo no hay una explicación de cómo sin haber cambios técnicos se obtienen unos resultados en el CBA tan distintos a los de la propuesta inicial.

7.3.5. *N_ESTE_2: Refuerzo Aragón-Cataluña Sur:*

En este proyecto, se producen cambios en las unidades técnicas que lo conforman, incrementándose el número de posiciones de 17 a 18 en 400 kV y de 1 a 8 en 220 kV, se reducen los km de repotenciación de líneas que pasan de 197 km a 184 km, adicionalmente se incorporan 54 km de DLR que anteriormente no se presentaban y se añaden también 300 MVar de reactancias.

A pesar de todos estos cambios, el CBA no cambia ni en beneficios ni en costes, pero la rentabilidad del mismo sí se modifica ligeramente pasando de 865 M€ a 867 M€, sin que se presente una justificación que ampare estos resultados.

7.3.6. *N_ESTE_3: Refuerzo Aragón-Cataluña Centro*

Respecto a la propuesta inicial se producen cambios técnicos en este proyecto, aumentando tanto el número de posiciones de 6 a 8 en 220 kV como el número de km de línea aérea de 70 a 188 km, y disminuyendo los km de cable de 3 a 2 km. De igual forma, se producen cambios en el análisis CBA:

- El CAPEX se incrementa desde 61 M€ a 125 M€
- El OPEX se incrementa desde 0,8 M€ a 1,5 M€
- VAN: El resultado del CBA pasa de 1.316 M€ a 1.230 M€

A pesar de estos importantes cambios técnicos, los indicadores de beneficios no se ven modificados, aunque sí los indicadores de costes. En este caso, el incremento de unidades puede ir asociado con los incrementos de costes de inversión y de operación y mantenimiento y a su vez con la reducción de la rentabilidad del proyecto, pero se presentan dudas pues no se dispone de información de análisis para poder ratificar dicha correlación directa.

7.3.7. *CENTRO 2: Refuerzo corredor Andalucía - Extremadura - Madrid*

En este proyecto, a pesar de que no se han incorporado modificaciones respecto de la propuesta inicial en lo que se refiere a unidades técnicas, su contribución a los principios rectores mejora en el impacto de los términos de la eficiencia del sistema y también hay modificaciones dentro del análisis CBA.

A este respecto, se han incorporado las siguientes modificaciones en relación con la propuesta inicial:

- El OPEX disminuye desde 111,7 M€/año a 1.7 M€/año.
- VAN: El resultado del CBA pasa de 1.003 M€ a 3.095 M€.

Se entiende que, en el caso de los costes asociados a operación y mantenimiento, al no haber modificaciones de unidades técnicas, se trata de una corrección sobre una errata previa, aunque este aspecto no se recoge en la información remitida.

Por otro lado, analizando el desglose de unidades técnicas, parece que hay un error en la valoración de la inversión asociada a las 18 posiciones de 400 kV que estaría sobredimensionada y en el caso de la línea aérea no estaría considerando la totalidad de la inversión asociada. Por todo ello, debería revisarse la rentabilidad de este proyecto.

7.4. Necesidades de Operación

En lo que se refiere a los nuevos componentes de red basados en electrónica de potencia para reforzar el funcionamiento seguro de la red de transporte, cabe señalar lo siguiente:

a) Nuevo STATCOM en la subestación Vitoria 220 kV

Esta actuación se encuentra englobada dentro de la Red de Partida con puesta en servicio prevista en 2022 y código de proyecto RDP49.

Cabe señalar que el 19 de febrero de 2021 tuvo entrada en la CNMC la solicitud para el reconocimiento del carácter singular donde se señalaba que la puesta en servicio se encuentra prevista y planificada para 2024. Por lo que el criterio de inclusión dentro de la Red de Partida debería ser revisado.

Adicionalmente cabe exponer que la inversión prevista asociada a este proyecto en la planificación no se correspondería exactamente con dicha solicitud de singularidad⁷⁷, pero entraría dentro del rango de desvío máximo de inversiones a retribuir por el sistema que establece el artículo 9 apartado 9⁷⁸ de la Circular 5/2019, de 5 de diciembre⁷⁹. No obstante, sería conveniente que dicha valoración fuera revisada en el documento de planificación que finalmente se apruebe.

b) FACTS: Apoyo a la red de transporte con FACTS

Este proyecto engloba las actuaciones relativas a la instalación de los equipos basados en electrónica de potencia planificadas en el horizonte 2021-2026:

- un equipo TCSC⁸⁰ en Piérola 400 kV

⁷⁷ En la propuesta se considera una previsión de inversión de [Confidencial]--[Confidencial] frente a los [Confidencial]--[Confidencial] de la solicitud de la singularidad.)

⁷⁸ « ...//... El valor de inversión con derecho a retribución por parte del sistema, en ningún caso podrá superar el 25 por ciento del valor de inversión calculado utilizando la información presentada por la empresa transportista en la mencionada solicitud de singularidad ...//...»

⁷⁹ <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2019-18260>

⁸⁰ TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor)

- 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

Dicho proyecto tiene un coste total de inversión previsto de 97 M€ y de 1,9 M€/año en operación y mantenimiento, habiéndose modificado respecto de la propuesta inicial en el número de unidades técnicas necesarias, las posiciones de 400 kV se han reducido de 5 a 4 y las de 220 kV de 3 a 2. Esta reducción de unidades técnicas no va acompañada de una disminución de los costes asociados, dado que los costes de operación y mantenimiento se han visto incrementados mientras que los costes de inversión se mantienen. Todo ello sin que se haya aportado justificación sobre dicha variación.

Por otro lado, la inversión asociada a los STATCOM de Tabernas y Lousame, es similar a la que se ha considerado para el STATCOM de Vitoria, 22,34 M€, todos ellos de 220 kV. Además, en el STATCOM de Moraleja y el TCSC de Piérola, la inversión asociada es de 22,99 M€, siendo su tensión de 400 kV. Se considera que dichos importes deberían ser justificados.

Con todo, el coste de O&M asociado a las unidades estándares de valorarse conforme a los costes establecidos en la Circular 7/2019, de 5 de diciembre de la CNMC, supondría una reducción de costes superior al 25%. Por lo que debería revisarse este aspecto.

7.5. Renovación de los activos de transporte

La propuesta de planificación incluye las actuaciones de renovación de los activos de la red de transporte cuyo fin es incrementar la utilización de la red en servicio mediante mejoras en su eficiencia. Para ello se han incorporado las propuestas de actuaciones remitidas por los propietarios de redes de transporte dentro del proyecto: RdT_RENOVE.

Cabe señalar que dentro de la metodología de retribución establecida por la Circular 5/2019, de 5 de diciembre, de la CNMC⁸¹, se presenta la obligatoriedad de que dichos activos que se renuevan hayan agotado su vida útil o estén próximos a superarla, y que vengan recogidos dentro de la planificación vigente, debiéndose incluir un análisis económico que justifique el ahorro que suponen para el sistema respecto a la construcción de una nueva instalación, así como el valor de inversión previsto y la vida útil estimada de las mismas.

No obstante, la información que se presenta dentro de dicho proyecto no es suficiente para evaluar ni las unidades técnicas sobre las que se solicita hacer la renovación, ni la antigüedad de las mismas, ni si la propuesta de inversión a realizar realmente supone un beneficio para el sistema.

Por ello, se considera que las unidades técnicas deberían definirse dentro del documento que se remita para aprobación, con un desglose suficiente para

⁸¹ Artículo 10 de la Circular 5/2019, de 5 de diciembre, de la CNMC
<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2019-18260>

poder establecer el impacto económico que suponen para el sistema. De igual forma deberán identificarse las instalaciones tipo, según se definen en la Circular 7/2019, de 5 de diciembre, de la CNMC y valorar el coste de operación y mantenimiento conforme a los valores unitarios de referencia establecidos en dicha Circular. Finalmente, se deberán identificar los códigos de inventario de las instalaciones que se modifican o que se dan de baja por completo.

7.6. Instalaciones destinadas al Apoyo a la Demanda

7.6.1. *Apoyo a la red de distribución*

En la propuesta no se incluyen nuevos proyectos significativos si se compara con la propuesta inicial, sino que se realizan una serie de modificaciones que van destinadas a subsanar posibles errores presentes en las fichas de análisis de los distintos proyectos. De igual forma se ha procedido a identificar las actuaciones específicas que forman parte del horizonte más allá de 2026, aunque su valoración económica sigue considerándose dentro de los costes. No obstante, se han detectado una serie de actuaciones para las que deberían revisarse las fichas de los proyectos:

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

Este proyecto sufre modificaciones considerables respecto a la propuesta inicial. Las unidades físicas se incrementan de manera considerable pasando de 18 a 24 posiciones en 220 kV, y de 15 km a 57 km de línea aérea a 220 kV. De igual forma, dentro de las motivaciones que sustentan dicho proyecto desaparece la referente a atender el crecimiento vegetativo de Santa Elvira, Ventilla, Guaira y Benahadux, así como el apoyo de la demanda de Puebla de Guzmán. Sin embargo, en las alternativas de la ficha de proyecto se siguen manteniendo algunas de estas actuaciones a pesar de haber sido eliminadas. A pesar de que las unidades técnicas crecen respecto a la versión inicial, los costes de inversión se reducen en 10 M€, por lo que se debe presumirse que había un error en la valoración inicial de este proyecto.

Finalmente, dentro de la descripción detallada de las actuaciones que incluye, se ha incorporado la reordenación y compactación de las líneas en el entorno de la SE Puerto Real 220 kV, estando dichas reordenaciones incluidas dentro de los costes de inversión del proyecto⁸².

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

En este proyecto se han corregido los transformadores incluyendo las relaciones de transformación de la zona, 400/110 kV. De igual forma, se identifica que la Nueva SE Valdonzella 220 kV está prevista para el horizonte más allá de 2026. Por otro lado, las unidades físicas se incrementan incorporando dos nuevas posiciones de 400 kV, sin que este cambio suponga modificaciones en los costes

⁸² Se han valorado conforme a estándares.

de inversión asociados. Se considera que debe tratarse de una corrección respecto a la propuesta inicial si bien esto se no ha puesto de manifiesto.

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

En este proyecto se reducen, de forma sustancial, las unidades físicas asociadas pasando de 18 a 16 posiciones de 66 kV y de 8 km a 2 km de cable, sin que ello suponga una corrección en los costes de inversión asociados. Debe entenderse que se trata de una corrección respecto a la propuesta inicial pero este aspecto no se ha señalado. Por otro lado, se ha detectado que dentro de la actuación “*Nueva Las Palmas Oeste 66 kV por traslado de la subestación Guanaterme 66 kV*” se incluye un acoplamiento transversal que es sufragado por un tercero, este aspecto se deberá revisar para que el tratamiento de esta inversión sea homogéneo con el resto de actuaciones recogidas dentro de la planificación.

d) APD-MAD_1: Apoyo a la red de distribución de Madrid

En este proyecto hay un error en las partidas de coste pues se han incluido las correspondientes al proyecto APD-MAD_2. Este aspecto debería corregirse.

7.6.2. *Posiciones para conexión de agentes*

En lo que se refiere a la necesidad que se indicaba en la propuesta inicial de que «en los anexos de las actuaciones se referencien de manera inequívoca tanto las posiciones liberadas por la caducidad de los permisos de acceso y conexión, como las posiciones de reserva que ahora pasan a ser utilizadas, cuantificadas e identificadas con el código CUAR correspondiente, de forma que se pueda realizar su valoración teniendo en cuenta la retribución que, en su caso, hubiera podido percibir el transportista por ellas», si bien se ha manifestado la intención de cuantificarlas y referenciarlas en el documento de planificación que sea aprobado, aún no se ha materializado en la propuesta que se evalúa. Por ello, se quiere recordar la importancia de este aspecto y la confianza en que se haga afectivo en el documento definitivo.

Adicionalmente se han detectado una serie de cuestiones que se detallan a continuación que deberán ser corregidas y /o explicadas.

a) Posiciones para evacuación de renovables

Señalar que en la propuesta ya no se recoge la exposición con la dotación de posiciones sufragadas por el sistema en las ampliaciones para la conexión de generación renovable en subestaciones de interruptor y medio, dentro del apartado de “*Otras actuaciones consideradas*”, y que en la propuesta inicial suponía: «78 posiciones de 400 kV y 73 posiciones de 220 kV en el sistema peninsular, 2 posiciones de 132 kV y 1 posición de 66 kV en el sistema del archipiélago balear y 3 posiciones de 220 kV, 2 posiciones de 132 kV y 31 posiciones de 66 kV en los sistemas del archipiélago canario.». Sin embargo, esto no quiere decir que dichas posiciones hayan dejado de ser sufragadas por el sistema, simplemente es que se ha omitido su cuantificación en el documento, pero no en los costes de inversión asociados a la planificación.

A este respecto, se considera necesario que sean identificadas y cuantificadas dentro de los proyectos en los que se incluyen. De igual forma se mantiene la recomendación formulada para la propuesta inicial: *«...//... si bien esta medida busca garantizar la facilidad de acceso de los agentes, no debería descartarse de partida que dichas posiciones intermedias pudieran sufragarse por los generadores, considerando el interés de los mismos.»*

b) Posiciones para suministro eléctrico a corredores ferroviarios

En lo que se refiere a estas posiciones se mantienen las reflexiones hechas con respecto a la propuesta inicial, en especial la relativa a que sea ADIF quien financie la totalidad de las posiciones del diámetro⁸³ necesario para la conexión de la tracción ferroviaria.

De igual forma se mantiene la necesidad de que el documento de planificación incluya información relativa a la configuración de la subestación de transporte en la que dichas conexiones de tracción ferroviaria se llevan a cabo, así como la conexión y el número de posiciones previstas utilizadas para alimentar la citada subestación de tracción. Solo de esta forma se podrá valorar adecuadamente la retribución por inversión y por operación y mantenimiento prevista para estas actuaciones.

Por otro lado, los proyectos asociados a la alimentación de los ejes ferroviarios han sufrido un incremento considerable en los costes de operación y mantenimiento asociados y es debido a que, con carácter general, en la propuesta inicial estos proyectos no habían incluido los costes asociados a la operación y el mantenimiento de las posiciones sufragadas por ADIF.

Con todo, en el transcurso del análisis efectuado se han detectado una serie de circunstancias en los proyectos que se exponen a continuación:

▪ *AF_07Alimentación eje ferroviario Murcia-Cartagena*

Se considera que los costes de operación y mantenimiento identificados en la ficha del proyecto no deben ser nulos y que deberían revisarse. Los costes asociados a las infraestructuras financiadas por los promotores no excluyen de la obligación del sistema de hacer frente a su operación y mantenimiento.

▪ *AF_14: Alimentación eje ferroviario Alicante-Crevillente*

Como en el caso anterior, se considera que los costes de operación y mantenimiento identificados en la ficha del proyecto no deben ser nulos y que deberían revisarse, ya que el hecho de que las infraestructuras sean sufragadas por el promotor, en este caso ADIF, no excluye que el sistema deba hacer frente a los costes asociados a la operación y el mantenimiento, y debería corregirse.

c) Posiciones para suministro a consumidores conectados a la red de transporte

⁸³ Conforme al P.O.13.3

Como en los casos anteriores, se considera que los costes de operación y mantenimiento identificados en la ficha del proyecto no serían correctos y deben corregirse, ya que no incluyen los costes asociados al O&M de las posiciones de acceso de los consumidores.

7.7. Otras actuaciones

7.7.1. *Elementos incluidos en las actuaciones o proyectos y sobre los que deberá evaluarse si deben ser retribuidos y en qué forma*

Dentro de los proyectos se han identificado actuaciones o elementos sobre los que, en ausencia de mayor información disponible, se tienen dudas sobre que dichos elementos deban ser retribuidos por el sistema. En concreto se presentan dudas sobre las siguientes actuaciones:

a) TNP REAS: Reactancias para el control de tensión en los territorios no peninsulares

En este proyecto se ha incorporado, respecto a la propuesta inicial, la actuación relativa al “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 a Santa Ponsa 132 kV”. Cabe señalar que los movimientos y reubicación de equipos no están considerados dentro de la metodología retributiva establecida en la Circular 5/2019 de 5 de diciembre de la CNMC, ni dentro de las unidades tipo establecidas por la Circular 7/2019, de 5 de diciembre.

Dado que no se ha aportado mayor detalle sobre las unidades a las que se hace referencia, se solicita que la propuesta incorpore toda la información necesaria para identificarlas y poder evaluarlas.

Por otro lado, cabe exponer que el hecho de incorporar el traslado de las reactancias conlleva un incremento de 45 metros de cable soterrado y tres nuevas posiciones que no se han considerado dentro del coste asociado a operación y mantenimiento del proyecto, y sobre las que no se incluye explicación ni detalle.

Por último, dentro de los comentarios asociados a estas actuaciones se incluye que la reubicación de estas máquinas supondrá una reducción de los costes de despacho al permitir reducir el número de los grupos a acoplar en las horas valle sin que se moneticen dichos ahorros ni se justifiquen en detalle.

b) Desmantelamientos de unidades en servicio

En lo que se refiere a la inclusión dentro de los costes de inversión asociados al desmantelamiento de unidades en servicio cabe señalar que las actuaciones que se encuentren en dicha circunstancia deberán indicarse de forma individualizada, establecerse los costes adicionales que dichas acciones suponen y las unidades técnicas que se ven afectadas dentro del inventario en servicio, ya que dichas actuaciones no están recogidas de forma específica dentro de la metodología retributiva establecida en la Circular 5/2019 de 5 de diciembre de la CNMC, ni

dentro de las unidades tipo establecidas por la Orden IET/2659/2015, de 11 de diciembre, ni por la Circular 7/2019, de 5 de diciembre.

c) Cambios de tensión de activos en servicio

La propuesta incluye la valoración económica de los costes asociados a los cambios de tensión de alguno de los activos que actualmente se encuentran en servicio. Debe señalarse que los activos de la red de transporte se retribuyen en función de su tensión de construcción por lo que sin que medien modificaciones en los activos originales no puede contemplarse que un cambio de tensión pueda suponer un reconocimiento adicional de inversiones con cargo al sistema. Deberán revisarse y descartarse las actuaciones incluidas en los proyectos de la propuesta de planificación que se encuentren en dicha circunstancia.

7.7.2. *Potenciales almacenamientos*

Se mantiene lo manifestado en el informe sobre la propuesta inicial en lo que se refiere a la inclusión de forma indicativa y con carácter preliminar, para una potencial conexión de baterías de almacenamiento pues este tipo de instalaciones no disponen todavía de un marco desarrollado dentro de la normativa nacional. Por ello se presentan dudas sobre la oportunidad de dar cobertura a este tipo de actuaciones cuya regulación está pendiente de desarrollo dentro de la normativa nacional.

La Ley 24/2013 recoge en su artículo 4 tanto los criterios de excepcionalidad para la inclusión de nuevas actuaciones dentro de la planificación, como la habilitación al Gobierno para la aprobación con carácter indicativo de planes para el aprovechamiento energético de fuentes de eficiencia energética, que favorezcan el cumplimiento de los objetivos derivados de la pertenencia a la Unión Europea. Por ello, se considera que estas actuaciones deberían incorporarse a través de otros planes indicativos, no incluyéndose en la planificación con las obligaciones que de ella se derivan.

7.7.3. *Cambios de titularidad de posiciones de la red de transporte a favor de REE en calidad de TSO*

Si bien se ha profundizado justificando el cambio de titularidad de las actuaciones para las que se prevé dicho cambio amparándose en el principio de “unicidad de parque”, no se ha identificado esa casuística en todas las actuaciones. Sirva de ejemplo el caso de la posición asociada a la *SE La Torrecilla 220 kV posición TR1*, cuya titularidad actual es del Ayuntamiento de Madrid, y para la que no se identifica cuál es el motivo que ampare la transmisión.

Con todo, se considera que en todos los casos la información aportada sigue siendo insuficiente, y la justificación de los principios del artículo 17 del Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, no ha sido todavía resuelta. Por todo ello, se solicita nuevamente, conforme a lo establecido en el artículo 14 de la Circular 5/2019, de 5 de diciembre de la CNMC, que dichas actuaciones incluyan

una valoración que se pueda analizar. A este respecto se insiste en la necesidad de que se aporte un estudio preliminar de los costes evitados al sistema, así como una previsión de los costes de adecuación necesarios y los costes asociados a la operación y mantenimiento que supondrán con cargo al sistema.

8. Conclusión

A la vista de todo lo anterior, y de acuerdo con las consideraciones que anteceden, debe valorarse positivamente la propuesta de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica para el periodo 2021-2026.

No obstante, ha de hacerse especial hincapié en la necesidad de atender las consideraciones manifestadas en los apartados sexto y séptimo del presente informe. Particularmente en lo referente a las revisiones necesarias identificadas en los análisis y resultados de los CBA de los distintos proyectos, así como de los errores detectados en las inversiones previstas y en los costes de operación y mantenimiento imputados, destacando su actualización conforme a los definidos en la Circular 7/2019, de 5 de diciembre de la CNMC⁸⁴. De igual forma deben atenderse los requerimientos manifestados sobre las interconexiones internacionales, los enlaces entre sistemas, los proyectos destinados a una mejora de la operación del sistema y la identificación unívoca de las instalaciones que constituyen los proyectos.

⁸⁴ <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2019-18262>