

INFORME SOBRE LA PROPUESTA MODIFICACIÓN DE ASPECTOS PUNTUALES DEL PLAN DE DESARROLLO DE LA RED DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2021-2026.

Expediente INF/DE/587/23

CONSEJO. PLENO

Presidenta

D.^a Cani Fernández Vicién

Consejeros

Don Bernardo Lorenzo Almendros
Don Xabier Ormaetxea Garai
Doña Pilar Sánchez Núñez
Don Carlos Aguilar Paredes
Don Josep Maria Salas Prat
Doña María Jesús Martín Martínez

Secretario

D. Miguel Bordiu García-Ovies

En Madrid, a 30 de enero de 2024

Vista la solicitud de informe formulada por la Secretaría de Estado de Energía sobre la “*Modificación de Aspectos Puntuales del Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2021-2026*”, el Pleno, en el ejercicio de las funciones que le atribuyen el artículo 5.2 y 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, ha acordado emitir el siguiente informe:

1. ANTECEDENTES

El 19 de abril de 2022 el Boletín Oficial del Estado publicó la “*Resolución de 8 de abril de 2022, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 22 de marzo de 2022, por el que se aprueba*”

*la planificación de la red de transporte de energía eléctrica Horizonte 2026*¹(en adelante Planificación 21-26).

Con fecha 14 de diciembre de 2023 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (en adelante MITERD) publicó el *“Trámite de audiencia e información pública de la Modificación de Aspectos Puntuales del Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2021-2026”*, (en adelante MAP) cuyo plazo finalizó el 12 de enero de 2024.

Posteriormente, con fecha 19 de diciembre de 2023 la Secretaría de Estado de Energía remitió dicha propuesta MAP para informe preceptivo de la CNMC, conforme a lo establecido en los artículos 4.4 y 4.6. de la *Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico* (en adelante LSE) y del artículo 5.2 de la *Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC*.

Por otro lado, el 23 de diciembre de 2023, se publicó la *“Orden TED/1375/2023, de 21 de diciembre, por la que se inicia el procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica con horizonte 2030”*², que supone el inicio del proceso de planificación para el siguiente horizonte. Si bien el periodo de planificación aún no ha finalizado, la orden expone que acontecen *“motivos que hacen necesario no sólo realizar pequeños ajustes en la planificación, modificaciones que se realizarán de acuerdo con lo previsto en el artículo 4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, mediante modificaciones de aspectos puntuales del Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2021-2026 que permitirán llevar a cabo la correcta ejecución de las actuaciones recogidas en dicha planificación, sino que es aconsejable iniciar un nuevo proceso planificador [...] indicándose en este sentido que se procede a “iniciar un nuevo procedimiento para efectuar las propuestas de desarrollo correspondientes a una nueva Planificación de la Red de Transporte con un horizonte 2025-2030.”*

2. CONTENIDO DE LA PROPUESTA

La propuesta de MAP tiene por objeto modificar la Planificación Energética vigente mediante la incorporación de una serie de actuaciones que cumplen con alguna de las situaciones enumeradas en el artículo 4 apartado 4 de la LSE:

- a) *De acuerdo a los criterios de planificación establecidos, se haya presentado un hecho imprevisto que pudiera afectar de manera significativa a la garantía y seguridad de suministro.*

¹ [Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2021-2026”, aprobado mediante Acuerdo de Consejo de Ministros de 22 de marzo de 2022](#)

² https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2023-26158

b) Surjan nuevos suministros cuya alimentación por motivos técnicos únicamente pueda realizarse desde la red de transporte y ésta no pudiera realizarse bajo la planificación de la red de transporte vigente.

c) Concurran razones de eficiencia económica del sistema.

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

y apartado 6 del mismo artículo de la LSE:

“La planificación eléctrica podrá incluir un anexo, de carácter no vinculante, con aquellas instalaciones de la red de transporte que se estime necesario poner en servicio durante los años posteriores al horizonte de la planificación. La inclusión de una instalación en este anexo servirá solamente a los efectos de iniciar los trámites administrativos pertinentes de la referida instalación. Antes de dictar las resoluciones que corresponda podrá acordarse la suspensión en los procedimientos administrativos relativos a las instalaciones objeto de este apartado hasta la inclusión de las mismas en la planificación eléctrica vinculante. El contenido del citado anexo podrá ser modificado bajo los mismos supuestos contemplados en el apartado 4 de este artículo y atendiendo a los procedimientos allí previstos”

Según se expone en la propuesta MAP, las modificaciones introducidas se llevan a cabo supeditándose al principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico previsto en el artículo 13 de la LSE, y en todo caso, teniendo en cuenta los límites de inversión anual establecidos por el artículo 11 del *Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica*. Por ello, las modificaciones propuestas tratan, bien de nuevas inclusiones dentro de la Planificación vigente, bien de actualización de aspectos puntuales de las ya existentes.

Adicionalmente se recogen las modificaciones relativas a nuevas instalaciones de transporte por cambio de titularidad para, mediante su inclusión en la Planificación, permitir el cumplimiento del requisito establecido por el artículo 35 de la LSE para el reconocimiento de su retribución.

Con todo, la propuesta engloba un total de 64 actuaciones desagregadas en 4 categorías³ fijadas por el Operador del Sistema que buscan reflejar y con un impacto de inversión prevista para el horizonte de 2026 de **+321,4⁴ M€**.

3. CONSIDERACIONES SOBRE LA PROPUESTA

La información contenida en la propuesta que se remite para informe modifica el Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2021-2026, incorpora una serie de actuaciones según la propuesta del Operador del Sistema, cuyo objetivo fundamental es contribuir a la transición energética y la electrificación de la economía, lo que facilitará la consecución de los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) a 2030

Dada la relevancia de estas actuaciones, sería conveniente que la información aportada tuviera un mayor grado de desglose con la información técnica de las instalaciones que se incorporan, con el fin de facilitar una valoración completa de la propuesta. De igual forma, se considera que la inclusión de un cierto detalle sobre la caracterización de las nuevas demandas que motivan la necesidad de incorporación de nuevas instalaciones de transporte mejoraría la comprensión de las decisiones tomadas.

Asimismo, sería de interés que se aportara información del análisis coste/beneficio de la propuesta adoptada en cada caso frente a otras alternativas y análisis de cómo las instalaciones propuestas contribuyen a la consecución dentro de la Planificación.

Algunas de las actuaciones propuestas parecen estar en fase de estudio, lo que podría derivar en variaciones de las inversiones previstas, haciendo necesarias revisiones futuras de la planificación. Este sería el caso de algunas de las actuaciones descritas en el apartado 3.1 de Nuevas Demandas donde los refuerzos a la red de transporte aún están en fase de estudio (MAP_Demanda Algeciras) y en el apartado 3.4 sobre viabilidad de actuaciones del plan de desarrollo vigente (MAP_Viab_14, MAP_Viab_30, MAP_Viab_34).

³ Nuevas demandas (suministros de elevada potencia), Almacenamiento y generación renovable, Nuevas necesidades de operación y Viabilidad actuaciones del plan de desarrollo vigente (Modificaciones de la planificación vigente para asegurar la viabilidad de las actuaciones incluidas en la planificación atendiendo a las propuestas del Transportista al avanzar en el desarrollo de los proyectos). De igual forma se incluye una última categoría de Cambio de titularidad (para el reconocimiento de su retribución).

⁴ Es preciso señalar que los importes de inversión previstos recogidos en la «Tabla 1. Listado de actuaciones que se incluyen en la Planificación o que se actualizan» de la propuesta de MAP suman un total de 321,4 M€ frente a los 321,2 M€ que refleja el total. Debe entenderse que la diferencia atiende a la consideración de los decimales. No obstante, a lo largo del informe se ha trabajado con la cifra de +321,4 M€.

A continuación, se procede a analizar las modificaciones agrupadas en las cuatro categorías identificadas en la propuesta de MAP.

3.1. Nuevas demandas (suministros de elevada potencia)

La propuesta de MAP señala que las nuevas demandas consideradas se corresponden con nuevos proyectos industriales de gran envergadura que surgen como necesidades asociadas a la transición energética y electrificación y digitalización de la economía.

Si bien se indica en la MAP que estas demandas se caracterizan por ser consumos significativos de electricidad que deben ser atendidas mediante una conexión a la red de transporte, sería conveniente que se aportara un mayor detalle de información sobre las alternativas analizadas y sobre el resultado de los análisis coste beneficio realizados para conectar estos nuevos consumos y se diera una mayor transparencia sobre la caracterización de las demandas solicitadas. En este sentido, sería conveniente que se aportaran los análisis realizados que evalúen la posibilidad de realizar refuerzos en la red de transporte para dar cabida a conexiones de demanda solicitadas a redes de distribución dado que, al estar contribuyendo a permitir la transición energética y la electrificación de la economía, concurrirían los motivos previstos en el artículo 4.4 apartados c) y d) de la Ley para poder acometer estas actuaciones en esta MAP⁵.

De esta forma, se justificaría que se está dando un tratamiento homogéneo a los solicitantes de consumos directos a la RdT y a los que solicitan acceso en la Red de Distribución. Todo ello, dando por hecho que, en todos los casos, se encuentran en los supuestos determinados por el *Procedimiento de Operación para sistema Peninsular 13*.⁶: *Criterios de desarrollo de la red de transporte* o por el *Procedimiento de Operación para sistemas No Peninsulares 13: Criterios de planificación de las redes de transporte de los sistemas eléctricos insulares* y

⁵ El artículo 4.4. de la Ley 24/2013 apartado c) "Concurrán razones de eficiencia económica del sistema." y apartado 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", justificarían la inclusión en la modificación de la planificación de aquellas inversiones en Transporte que permitan a la red de distribución atender a las solicitudes de conexión de la demanda.

⁶ Resolución de 22 de marzo de 2005, de la Secretaría General de la Energía, por la que se aprueba el *Procedimiento de Operación 13.1: «Criterios de desarrollo de la red de transporte»*, de carácter técnico e instrumental necesario para realizar la adecuada gestión del Sistema Eléctrico. Apto 3.3.b)

*extrapeninsulares*⁷. Dicho aspecto no puede ser contrastado dado que no en todos los casos las demandas que motivan dichas actuaciones aparecen cuantificadas.

Adicionalmente se señalan una serie de aspectos concretos para las actuaciones siguientes:

- a) **MAP-Demanda Algeciras** → El impacto económico de esta actuación no puede considerarse como definitivo ya que, como refleja la propuesta de esta actuación, los refuerzos de la Red de Transporte (en adelante RdT) en la Bahía de Algeciras están todavía pendientes de estudio. Sería conveniente que la MAP que definitivamente se apruebe consolide una inversión prevista que sí incorpore dichos estudios de análisis de refuerzo.
- b) **MAP-Demanda Nuevo Vigo** → En este caso, con la información disponible, la CNMC considera que debería reconsiderarse la urgencia de inclusión de dicha actuación y relegarla al proceso de planificación abierto por la Orden TED/1375/2023, de 21 de diciembre, dado su reducido nivel de madurez. En concreto, se cita únicamente la necesidad de abastecimiento de una demanda asociada a la transición energética directamente desde la red de transporte eléctrica, debido a que su nivel de demanda excede los 50 MW sin aportar más información, a diferencia del resto de nuevas inclusiones de demanda.
- a) **MAP-Demanda Huelva** → La inversión prevista resulta muy inferior a lo que cabría esperar para la actuación indicada⁸, por lo que, en ausencia de mejor información, se considera que parte de las actuaciones estarán sufragadas con cargo a los solicitantes, de ahí que el importe de las inversiones previstas sea muy reducido. No obstante, se recomienda la revisión de este proyecto por si pudiera ser fruto de un error.

3.2. Almacenamiento y generación renovable

Esta categoría se corresponde con nuevas necesidades de conexión de proyectos de almacenamientos, que debido a sus características técnicas deben conectarse a la RdT. Las actuaciones previstas incluyen la liberación como nudo de transición justa de la capacidad que ocupaba la Central Térmica de Puente Nuevo en la subestación de Lancha 220 kV, así como nuevos desarrollos de infraestructuras (nueva subestación Fuencaliente 66 kV) en la Isla de la Palma necesarios por los efectos del volcán en Cumbre Vieja. Las actuaciones

⁷ Resolución de 28 de abril de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. P.O. 13 SENP, Apto 3.c.2.

⁸ La inversión prevista contempla 2 posiciones y 1 repotenciación con un importe de 0,1 M€, que valoradas a costes unitarios tendrían un valor de inversión muy superior.

propuestas incluyen los elementos conexión a la RdT y, en algunos casos, los refuerzos adicionales de la red existente para abastecerse en condiciones de seguridad.

Es preciso señalar una serie de aspectos concretos para las actuaciones siguientes:

- a) **MAP-Bombeo Viana y MAP-Bombeo Plaza** → A tenor de la magnitud de infraestructuras que deben incluirse en ambos casos, adicional a las ya previstas (las propuestas toman como punto de partida actuaciones ya planificadas⁹), se considera que la madurez de los proyectos en el momento de ser planificados era muy reducida, lo que podría conllevar a una revisión con un impacto económico importante para el sistema. Por ello, si bien no se cuestiona la inclusión de la actuación en la propuesta de MAP, sería conveniente que las actuaciones que se incorporen en la MAP que finalmente sea aprobada, cuenten con los análisis necesarios que permitan una estimación global de las necesidades de infraestructuras a desarrollar.
- b) **MAP-Bombeo Salas y MAP-Bombeo Pesoz** → La propuesta justificativa del operador del sistema en ambos proyectos hace alusión a unas “*limitaciones de capacidad*”¹⁰ sin que se especifique el alcance o las implicaciones que dichas limitaciones podrían tener. De igual forma, aunque en ambas actuaciones se indica que no se requieren refuerzos en la red existente derivadas de la conexión de dichos proyectos de bombeo, se considera necesario que se profundice en este aspecto, ya que una restricción en la capacidad de acceso podría motivar la revisión de los proyectos de bombeo que se pretende conectar.

3.3. Nuevas necesidades de operación

Las acciones recogidas en esta categoría engloban solicitudes tanto del Operador del Sistema como de REE-Transportista identificadas como

⁹ En el caso de la Ampliación SE Viana 400kV (anteriormente SE Conso 400 kV) estarían planificadas 3 posiciones con una inversión a cargo al sistema de **1,13 M€**, pasando a requerir con la MAP 9 posiciones adicionales con un impacto económico de inversión de **+5,7 M€**.

En el caso de la Ampliación SE Plaza 220 kV estaría planificada 1 posición para la evacuación del bombeo con una inversión a cargo al sistema de **0 M€** (la posición será sufragada por el solicitante) y en las actuaciones de refuerzo identificadas por la MAP se requiere adicionalmente de una “*Nueva SE Plaza II 220 kV*”, “*Ampliación de María 220 kV*”, “*E/S en Plaza II 220 kV de Entreríos-Plaza 220 kV*”, “*E/S en Plaza II 220 kV de Plaza-Montetorero 220 kV*”, “*Nuevo DC Plaza II-María 220 kV*”, “*Cambio de conductor de Magallón-Entreríos 220 kV*” y “*Repotenciación de Entreríos-Plaza 220 kV*”, que supone unos requerimientos adicionales de inversión con cargo al sistema de **+26,5 M€**.

¹⁰ Bombeo en SE Salas 400 kV → «...//... capacidad de acceso se encuentra actualmente limitada por criterio dinámico de zona a 360 MW ...//...» y Bombeo en Ampliación SE Pesoz 400 kV → «...//... capacidad de acceso se encuentra actualmente limitada por criterio de calle a 707 MW ...//...»

necesarias para la operación del sistema. A continuación, se recoge una serie de apreciaciones que se considera preciso destacar:

3.3.1. Conexión generación renovable con accesos concedidos (MAP-Generación accesos)

El Plan de desarrollo de la planificación vigente 2021-2026 incorpora toda una serie de ampliaciones para conexión de sujetos a la red de transporte que atendían a las solicitudes recibidas durante el proceso de planificación del propio plan, a la vigencia de planificaciones anteriores y a posiciones planificadas al amparo del Real Decreto-Ley 15/2018¹¹. Sin embargo, la propuesta de MAP indica que se ha detectado la existencia de una serie de accesos con permisos otorgados que requieren que se planifique una posición adicional en ocho subestaciones, indicando que es una medida sin incremento de coste para el sistema.

A este respecto, considerando que seis de esas ocho subestaciones son de Interruptor y medio, podría ser necesaria una posición de interruptor central para su conexión, posición que sería a cargo del sistema, por lo que se debería aclarar este aspecto en la MAP. Véase que la planificación vigente incluye en su Red de partida y al amparo del Real Decreto-Ley 15/2018, de 5 de octubre, un total de 293 posiciones, de las cuales 37 son posiciones de interruptor central con un coste asociado de inversión total de 43 M€.

No obstante, dentro de la actuación “Necesidad de posición adicional de interruptor central (MAP_Viab_1) únicamente se incorporan interruptores centrales asociados a ampliaciones de calles de cuatro de las seis subestaciones antes mencionadas con configuración de interruptor y medio (SE Ciudad Rodrigo 400 kV, SE Poris 220 kV, SE Abona 220 kV y SE Caparacena 400 kV). A ese respecto, no se dispone de información sobre si se requerirá interruptor de posición central en las otras dos subestaciones de interruptor y medio (SE Pesoz 400 kV y SE Gabias 220 kV) incluidas en este apartado MAP-Generación accesos. Por ello, sería conveniente clarificar si estas posiciones incluidas en el

¹¹ El documento de planificación vigente incluye posiciones de acceso con permisos concedidos hasta el 30 de septiembre de 2019, conforme a la disposición adicional cuarta del Real Decreto-Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. Asimismo, dicho Real Decreto-ley indica que los costes de inversión asociados a dichas posiciones de acceso serán sufragados por los sujetos que deseen conectarse a dichas posiciones, excepto en el caso de conexión de titulares de red a otra red.

Por otro lado, de acuerdo con la Disposición transitoria primera del Real Decreto-Ley 23/2020, de 23 de junio, desde la entrada en vigor de este real decreto-ley, queda sin efectos para nuevas solicitudes de acceso a la red de transporte lo previsto en la disposición adicional cuarta del Real Decreto-Ley 15/2018. No obstante, sí serán admitidas por los gestores de red aquellas solicitudes que, a la entrada en vigor de dicho real decreto-ley (25 de junio de 2020), hubieran remitido, a la administración competente, el resguardo acreditativo de haber depositado las garantías económicas para la tramitación de los permisos de acceso.

MAP_Viab_1 son consecuencia de las que se incluyen en la motivación MAP-Generación accesos, donde se especifica que no tienen coste para el sistema.

3.3.2. Análisis sobre la necesidad de nuevas reactancias para el control de tensión

Dentro de las nuevas necesidades detectadas en el sistema y que requieren de la inclusión de nuevas actuaciones dentro de la planificación vigente se incluye un paquete de 4 nuevas reactancias cuyo fin último es corregir los graves problemas de control de tensión que se presentan en el sistema, atendiendo al mandato de planificación de la reducción de restricciones técnicas.

El coste de las restricciones técnicas derivadas del control de tensión ha crecido de manera exponencial en los últimos años, derivado fundamentalmente del incremento del precio de la electricidad y del menor despacho de centrales térmicas en el mercado ante una mayor penetración de renovables. En 2023, el sobrecoste imputado a los consumidores por este concepto ha superado la cifra de 600 M€, mientras que en 2020 fueron 306 M€, 347 M€ en 2021 y 372 M€ en 2022.

Según se señalaba en el Plan de Desarrollo de la Red de Transporte 2021-2026, la instalación de reactancias en la Red de Transporte era la solución más eficiente a este problema, requería un coste de inversión muy bajo y presentaba un pay-back de solo 8 meses. También se indicaba que, de haber estado ya en servicio en 2019 las reactancias propuestas, se habría podido reducir en un 81% el sobrecoste por Restricciones Técnicas para control de tensión en ese año. En este sentido, de acuerdo con información solicitada a REE en 2023 sobre la conveniencia de incorporar más reactancias en el sistema eléctrico, se concluyó que el valor de la inversión de las reactancias necesarias en una zona analizada—zona con problemas de tensión habituales y mayores costes de resolución de restricciones técnicas en 2023- habría sido casi 8 veces menor que el coste que han supuesto las restricciones técnicas por control de tensión, suponiendo la vida útil de la reactancia de alrededor de 40 años¹².

La propuesta contenida en el MAP **incide en los argumentos señalados de eficiencia y rentabilidad de la inversión en reactancias** y propone la instalación en 2026 de **4 reactancias adicionales** (600 MVA_r) a las ya consideradas en el Plan de Desarrollo en curso, con un coste de 14,6 M€. En concreto, indica que *“De los análisis técnico-económicos realizados, se desprende que la utilización de nuevas reactancias para el control de tensión*

¹² Análisis realizado para la zona de Galicia entre el 1 de enero y el 17 de mayo de 2023, teniendo en cuenta el coste de resolución de problemas de control de tensión de la zona teniendo en cuenta el coste de resolución de restricciones técnicas y el coste del Proyecto de Demostración Regulatorio del nuevo servicio de control de tensión, aprobado por Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia el 8 de agosto de 2022.

sería mucho más eficiente y supondría costes varios órdenes de magnitud inferiores que los que se producen actualmente mediante el acoplamiento de grupos térmicos por restricciones o mediante el piloto de control de tensión disponible en este momento.”

En consecuencia, a la vista del favorable impacto económico para el consumidor que resultaría de un esfuerzo inversor en reactancias sería conveniente que la propuesta aportara información sobre los análisis abordados en todas las zonas donde se registran problemas de tensión actualmente para concluir sobre la necesidad de incorporar únicamente 4 reactancias en la planificación. A este respecto, con el fin de asegurar que las decisiones que se toman son eficientes económicamente, sería conveniente que los análisis realizados tuvieran en cuenta diferentes escenarios de sensibilidad donde se contemplara el momento previsto de la puesta en marcha de estas instalaciones y la posible evolución favorable del coste del servicio del control de tensión, actualmente en revisión, una vez que se contara con un mayor número de proveedores de este servicio como podrían ser las instalaciones de energía renovable¹³.

3.4. Viabilidad actuaciones del plan de desarrollo vigente

En la categoría de “Viabilidad actuaciones del plan de desarrollo vigente” se contemplan modificaciones del documento de planificación vigente, consideradas necesarias para asegurar la viabilidad de las actuaciones incluidas en la planificación. Expone que estas actuaciones derivan de las propuestas del Transportista al avanzar en el desarrollo de los proyectos. En todos los casos las actuaciones se incluyen considerando que son necesarias para garantizar la Transición energética y la electrificación de la economía.

A continuación, se analizan aquellas actuaciones propuestas recogidas, bajo esta perspectiva, sobre las que la CNMC tiene consideraciones.

¹³ De acuerdo con el Informe técnico-económico del proyecto demostrativo regulatorio del nuevo servicio de control de tensión elaborado por REE (<https://api.esios.ree.es/documents/1481/download?locale=es>), desde el punto de vista económico, se ha podido constatar una gran variabilidad en los precios de las ofertas presentadas por los proveedores viene principalmente condicionada por el tipo de tecnología. Así, el precio de las ofertas de capacidad reactiva de los grupos síncronos ha sido superior al de la generación basada en electrónica de potencia, principalmente debido a la internalización de los costes de arranque de los grupos síncronos. Estos resultados han servido de base al inicio de la tramitación de una nueva versión del procedimiento de Operación de control de tensión (P.O. 7.4), donde se ha priorizado el incentivar a la generación basada en electrónica de potencia a participar en el nuevo mercado de control de tensión, con el fin de aumentar la competencia y reducir el coste de este servicio.

3.4.1. Actuaciones que no se corresponden con MAP sino que entrarían dentro de la figura de adaptaciones de carácter técnico de las instalaciones

Dentro de categoría de “Viabilidad actuaciones del plan de desarrollo vigente”, se citan una serie de actuaciones¹⁴ que obedecen a adaptaciones de carácter técnico necesarias para la realización de los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica, debido a errores, omisiones en la planificación vigente, o bien a actualización de las características técnicas de los activos por el avance en la ejecución del proyecto o actuación concreta. Dado que estas modificaciones parecen encajar en lo previsto en el cuarto párrafo del artículo 4.4 de la LSE - *“El Ministro de Industria, Energía y Turismo, a propuesta del operador del sistema y previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, podrá aprobar las adaptaciones de carácter técnico necesarias para la realización de los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica”*-, cabría incluir estas actuaciones en la orden correspondiente por la que se aprueben las adaptaciones de carácter técnico del

¹⁴ **MAP_Viab_3:** Incompatibilidad tipo de tecnología en subestaciones. Se corresponden con ampliaciones planificadas con tecnologías no compatibles con la solución técnica finalmente diseñada. (Impacto económico previsto en la propuesta de MAP **-1,3 M€**).

MAP_Viab_5: Corrección capacidad transformador Abades. La actuación viene dada por las necesidades de diseño de los transformadores 400/220 kV disponibles en mercado que son de una potencia superior. La solicitud de modificación va encaminada a actualizar la capacidad de la máquina que realmente será incorporada. (Impacto económico previsto en la propuesta de MAP **+4,3 M€**)

MAP_Viab_7: Actualización de tecnología en actuaciones de línea Incluye una serie de actuaciones de líneas cuya tecnología (línea aérea/cable) no se corresponde con las tecnologías de diseño del proyecto, por lo que se propone su actualización. (Impacto económico previsto en la propuesta de MAP **-25 M€**)

MAP_Viab_8: Actualización de longitudes en actuaciones de línea. La actuación prevista incluye una serie de líneas planificadas cuya longitud presenta una discrepancia significativa entre el valor planificado y el real (por errata en líneas existentes) o entre el valor planificado y el previsto una vez avanzado y optimizado el diseño del proyecto. (Impacto económico previsto en la propuesta de MAP **-57,1 M€**)

MAP_Viab_9: Actualización de la tipología de circuito en actuaciones de línea. La planificación vigente incluye una serie de actuaciones de líneas cuyo tipo de circuito no se corresponde con el de diseño del proyecto, por lo que se propone actualizar dichas tipologías. (Impacto económico previsto en la propuesta de MAP **+11,3 M€**)

MAP_Viab_10: Actualización de la configuración en actuaciones de subestación. La planificación vigente incluye una serie de actuaciones en subestación cuyo tipo de configuración no se corresponde con el de diseño del proyecto, por lo que se propone actualizar dichas tipologías. (Impacto económico previsto en la propuesta de MAP **0 M€**)

MAP_Viab_11: Actualización de la corriente de cortocircuito en actuaciones de subestación. La actuación viene dada por las necesidades de diseño la aparatamenta blindada estándar para 220 kV disponibles en mercado que únicamente se encuentra disponible para 50 kA y no los 40 kA planificados en algunos casos. (Impacto económico previsto en la propuesta de MAP **+3,4 M€**)

MAP_Viab_13: Actualización de capacidades de transporte planificadas. La planificación vigente incluye una serie de actuaciones en líneas para las que se indican unas capacidades de transporte planificadas que presentan discrepancias con las calculadas durante la fase de diseño de dichas instalaciones; por lo que se propone su actualización. (Impacto económico previsto en la propuesta de MAP **-5,5 M€**)

documento de Planificación y no en la MAP, como ocurrió en la Planificación 2015-2020 ¹⁵.

3.4.2. Actuaciones que no se corresponden con MAP sino con una corrección de errores materiales

Dentro de las actuaciones recogidas en la propuesta de la MAP en la categoría de actuaciones necesarias para la viabilidad de actuaciones del plan de desarrollo vigente, hay una serie de actuaciones – que se identifican a continuación- que responderían a una corrección de errores sobre la planificación vigente y no tanto los objetivos previstos en el artículo 4.4 de la LSE:

- **MAP_Viab_4. Posiciones planificadas no requeridas**

Según la propuesta de MAP, con el avance de los proyectos se ha detectado que determinadas actuaciones planificadas no requieren de todas las posiciones planificadas dado que o bien se encuentran ya construidas o bien porque la solución final planteada no lo requiere. Por esta razón, en dicho documento se indica que se han eliminado un conjunto de posiciones asociadas a diferentes actuaciones incluidas en la Planificación vigente con una variación de coste para el sistema de -14 M€.

- **MAP_Viab_6. Revisión actuaciones con AE/PES previa a 2021**

Según la propuesta de MAP, la planificación vigente incluye una serie de actuaciones planificadas que disponían de Acta de Explotación previa a 2021 por lo que no deberían haberse incluido en dicho plan de desarrollo. En concreto, se pide eliminar un total de 35 actuaciones con una variación de coste para el sistema de -66,8 M€.

- **MAP_Viab_15. Actuaciones que deberían haberse reconocido como red de partida.**

¹⁵ En 2018 se publicó la Modificación de Aspectos Puntuales de la Planificación 2015-2020: «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, por el que se modifican aspectos puntuales 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 2015.» ([BOE-A-2018-11062](#)) y en 2019 se aprobaron Adaptaciones de Carácter Técnico de la Planificación 2015-2020: «Orden TEC/748/2019, de 27 de junio, 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 2015.» ([BOE-A-2019-10054](#)).

Según la propuesta de MAP, existe un conjunto de actuaciones planificadas en el Plan de desarrollo de la red de transporte 2015-2020 que estaban en construcción durante el proceso de planificación 2021-2026 pero que no fueron identificadas como de la red de partida, por lo que proponen incluirlas en la Planificación vigente. Dicha modificación supone una variación de coste para el sistema de +6,3 M€.

- **MAP_Viab_1. Necesidad de posición adicional de interruptor central,** debe entenderse asimismo como errores en el ejercicio de planificación por una mala caracterización de los proyectos que se estaban planificando.

A este respecto hay que señalar que, según expone la propuesta de MAP, con el avance de los proyectos se ha detectado la necesidad de completar determinadas actuaciones planificadas incorporando un interruptor central de calle, pudiendo darse dos casos. Por un lado, estarían posiciones de interruptor central que no habían sido previstas¹⁶ y, por otro lado, aquellas en las que el documento de planificación sí había tenido en cuenta que podrían ser necesarias pero la configuración de uso prevista hacía pensar que no serían requeridas¹⁷ y por lo tanto no se encontraban valoradas ni incluidas dentro de los proyectos planificados.

En total se incluyen un total 17 nuevas posiciones adicionales sobre activos planificados con un impacto en la variación de coste para el sistema de +22,8 M€.

Por otra parte, en lo que se refiere a la variación de coste de esta actuación, atendiendo a la información justificativa de la solicitud de REE_Transportista, se ha identificado que las posiciones de la “*Ampliación 1 SE Xove 400 kV*” y de la “*Ampliación SE Jares 132 kV*” podrían estar contabilizadas doblemente. Sería necesario que se revisara esta circunstancia y en su caso, se descontaran dichas posiciones, lo que supondría, en su caso, un ahorro de 2,3 M€.

3.4.3. Otras actuaciones

Adicionalmente se recogen una serie de consideraciones específicas sobre algunas de las actuaciones concretas:

- **MAP_Viab_14. Actualización de renovaciones de líneas planificadas**

¹⁶ Identificadas por el Transportista como casos de «Posición central no Planificada»

¹⁷ Identificadas por el Transportista como casos de «Actuaciones planificadas con Interruptor Central valor 0»

La actuación descrita en la propuesta de MAP engloba dos modificaciones concretas del documento de planificación vigente.

En primer lugar, indica que hay algunas actuaciones de renovaciones de tramos aéreos de líneas que, en el caso de que requieran la sustitución de apoyos, quedarán repotenciadas para su explotación a 85°C, incluyéndose dentro del alcance las adecuaciones de extremos necesarias. Adicionalmente, hay actuaciones con renovaciones de líneas mixtas (con tramos aéreos y subterráneos) donde se señala que, si se requiere sustitución de apoyos, estos podrán ser calculados con diseño de temperatura del conductor a 85°C, y el alcance realmente requerido de su renovación solo contempla el tramo aéreo y no incluye la renovación del tramo con cable subterráneo.

No obstante, no se especifica con claridad si los apoyos serán o no sustituidos por lo que no es posible saber si finalmente serán calculados con diseño de temperatura de 85°C. Dichas consideraciones deben ser recogidas con claridad dentro del documento de planificación para una mejor comprensión de los trabajos previstos.

En segundo lugar, hay actuaciones de líneas que se van a renovar con cambio de apoyos por lo que la totalidad de las líneas quedarán repotenciadas para su explotación a 85°C. En ese caso, la MAP señala la necesidad de eliminar de la planificación vigente las repotenciaciones de dichos activos renovados, ya que la renovación conlleva implícitamente su repotenciación. Dicho error se cuantifica en una variación del valor de inversión con cargo al sistema de -6,3 M€. No se precisa si en el caso de las actuaciones donde aún no se sabe si será necesaria la sustitución de apoyos habrá finalmente un incremento de coste adicional para el sistema derivado de repotenciar dichos tramos de líneas.

▪ **MAP_Viab_16. Nuevo DLR en Línea Ibiza-Bossa 66 kV.**

La línea Ibiza-Bossa 66 kV DLR (Dynamic Line Rating) es un proyecto ya ejecutado dentro del marco de pilotos necesarios para la creación de sistemas dinámicos de cálculo y predicción de la capacidad de las líneas aéreas. La propuesta incluye dicha línea en la nueva planificación, con el fin de que se mantenga operativa, ya que dicha inclusión condiciona la obtención del Acta de Explotación y, en caso de no ser planificada se procedería a su desmantelamiento.

Vista la información dada en el documento MAP y en el informe justificativo del Anexo I, no se entiende si la modificación propuesta se corresponde con una actualización de la longitud sobre el trabajo planificado “Repotenciación línea Ibiza-Bossa 66 kV” o, si en cambio, la

propuesta es adicional y supone una nueva inclusión sobre la planificación vigente.

En cualquier caso, la existencia de dicho proyecto de prueba parece anterior a la aprobación de la planificación vigente, por tanto, no parece que dicha modificación se pueda enmarcar en los conceptos habilitados por el marco regulatorio para una Modificación de aspectos puntuales, sino que más bien atiende a la necesidad de un reconocimiento retributivo de un activo no previsto.

▪ **MAP_Viab_27. Actualización de adecuaciones a Procedimientos de Operación**

Dentro de este apartado se incluye la necesidad de adecuar un conjunto de subestaciones a configuraciones acordes a los procedimientos de operación de REE. Tras el análisis de detalle de dichas actuaciones, el operador del sistema ha detectado la necesidad de incluir en el Plan vigente una serie de actuaciones diversas para cada una de las subestaciones, siendo el aumento del coste previsto para el sistema de +13,8 M€, y que se pueden clasificar en:

- Inclusión de nuevos tramos de cable asociados a las adecuaciones a P.O.
- Inclusión de nuevos activos específicos de adecuación asociados a las adecuaciones a P.O.
- Inclusión de posiciones adicionales asociados a las adecuaciones a P.O.

En este punto hay que añadir que, mediante *Resolución de 23 de noviembre de 2023, de la CNMC, por la que se establecen nuevas tipologías retributivas de instalaciones de transporte de energía eléctrica (RAP/DE/016/23)*¹⁸, se establece un nuevo código específico para la “Adecuación de subestación a Procedimientos de Operación” (TI-185). En la memoria que acompaña dicha resolución, se incluye una valoración económica para las adaptaciones de configuración de subestaciones a los P.O. que asciende a un valor de inversión (CAPEX) previsto de 8,044 M€, incluido red de partida y actuaciones posteriores a 2026, el cual difiere del valor ahora incluido en la propuesta de MAP que ascienda a 13,8 M€.

Asimismo, en relación con el caso concreto de la “*Adecuación a P. O. Valdeconejos 220 kV*”, y dentro del expediente de autorización para la incorporación a la red de transporte de determinadas instalaciones pertenecientes al eje “Valdeconejos – Escucha - Mezquita 220 kV”

¹⁸ https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2023-24833

(INF/DE/218/17)¹⁹, ya se reconoció una partida de “adecuación a los P.O de dos de las posiciones adquiridas en la subestación de 220 kV de Valdeconejos por un valor de 302 k€. Además, hay que indicar que la fecha de dicha actuación es para el año 2023, cuando en el inventario retributivo aparece ya declarada para el ejercicio 2022. Por todo lo anterior, se considera que no sería procedente incluir dentro de la MAP que finalmente se apruebe la totalidad de la propuesta relativa a la SE Valdeconejos, por considerarse que parte de dichas actuaciones ya estarían recogidas en términos económicos dentro de la transmisión de dichos activos y habilitadas para formar parte de la RdT. Por tanto, en caso de que se confirmara que estas adecuaciones ya estuvieran contempladas en la resolución de transmisión, se reduciría al menos en 302 k€ el coste de esta actuación.

Igualmente, en el caso de la “*Adecuación a P. O. SE San Jorge 132 kV*” tiene fecha para año 2023, cuando en el inventario retributivo aparece ya declarada para el ejercicio 2022.

En cualquier caso, dado que las actuaciones de “*Adecuación de subestación a Procedimientos de Operación*” pueden tener un alcance muy diferente entre ellas, será necesario presentar un informe técnico individual que determine los trabajos requeridos, conforme al procedimiento establecido en el artículo 16 de la Circular informativa 4/2021, de 5 de mayo, donde se establecerá la caracterización técnica y económica de la adecuación. Esto mismo ya fue puesto de manifiesto en la citada memoria que acompaña la resolución de la CNMC (RAP/DE/016/23) por la que se establecen nuevas tipologías retributivas de instalaciones de transporte de energía eléctrica.

▪ **MAP_Viab_30. Subestación Son Pardo 66 kV**

La planificación vigente incluye la nueva subestación de Son Pardo 66 kV motivada por apoyo a distribución, así como algún cambio topológico para reforzar su suministro. Según la propuesta de MAP, dicho cambio topológico ya no es necesario según las previsiones actuales. Esto supone una variación de coste para el sistema de -0,5 M€.

No obstante, en el informe de detalle del transportista incluido en el Anexo I se indica que la propuesta de adaptación respecto de la planificación vigente consiste en “*ratificar la necesidad de los activos planificados o eliminación de las actuaciones en caso de haber decaído su justificación inicial*”. La justificación indicada es que el expediente para la planificación

¹⁹ [INF/DE/218/17](#).- Solicitud de Informe de la DGPEM. Incorporación a la Red de Transporte Valdeconejos-Escucha_mezquita, S.A.

de la Nueva subestación Son Pardo 66 kV y la E/S de Coliseo-Son Reus 66 kV no ha logrado finalizar su tramitación habiendo excedido los tiempos máximos previstos para este tipo de expediente. Con todo, en la propuesta de MAP se propone ratificar la necesidad planificada.

La propuesta de MAP indica la posibilidad de que también se tengan que eliminar²⁰ de la planificación vigente no solo el cambio topológico indicado en el primer párrafo, sino también las actuaciones planificadas “Nueva subestación Son Pardo 66 kV” y la “E/S de Coliseo-Son Reus 66 kV” con un importe en la planificación vigente de 5,7 M€. Tal circunstancia debería quedar aclarada en la MAP que finalmente se apruebe.

▪ **MAP_Viab_34. Modificación E/S en Puerto del Rosario**

La planificación vigente incluye las entradas y salidas en Puerto del Rosario 66 kV de Salinas-Gran Tarajal 66 kV y Salinas-Corrалеjo 66 kV, sin embargo, la Declaración de Impacto Ambiental del nuevo eje de 132 kV La Oliva-Gran Tarajal obliga al desmontaje del actual eje de 66 kV (del que forma parte Salinas-Corrалеjo 66 kV), por lo que se propone cambiar la actuación a cambio de topología dejando exclusivamente los tramos entre Puerto del Rosario y Salinas 66 kV. Dicha modificación supone una variación de coste para el sistema de -2,3 M€.

Adicionalmente, en el informe incluido en el Anexo I se indica que se debe valorar el interés de construir este proyecto, ya que implicaría un desmontaje también de los nuevos tramos construidos.

No obstante, en dicho informe no queda suficientemente clara cuál es la adaptación propuesta ya que se indica que se deben planificar activos que ya se encuentran incluidos en la planificación vigente y tampoco se explican los diferentes tramos en el esquema incluido.

▪ **MAP_Viab_35. Interconexión España – Francia por el Golfo de Vizcaya**

Se hace necesario planificar activos adicionales para viabilizar dichos trabajos:

- En concreto, se ha planificado una calle completa de interruptor y medio, cuando lo necesario en la subestación de Gatica son dos salidas de línea (incluyendo dos centrales), para conectar la subestación con la estación convertora. Esto implica la necesidad

²⁰ El informe justificativo del Transportista señala que: «...//... Este expediente no se ha logrado finalizar su tramitación habiendo excedido los tiempos máximos previstos para este tipo de expediente ...//...»

de planificar un central adicional para cada una de las posiciones de línea.

- Además, se requiere reubicar la actual conexión del transformador TRP5 mediante dos nuevas posiciones.

En resumen, el MAP indica que se hace necesario 6 posiciones para llevar a cabo la actuación (3 de las cuales se encuentran ya incluidas en la Planificación). La inclusión de estas 6 posiciones se corresponde con lo previsto en la *“Propuesta de Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se otorga a Red Eléctrica de España, S.A.U. autorización administrativa previa al proyecto de interconexión eléctrica España – Francia por el Golfo de Bizkaia que comprende las siguientes instalaciones: la línea subterránea/submarina en corriente continua a 400 kV Gatica - Frontera Francesa, la estación conversora alterna/continua de Gatica y la línea de alimentación subterránea en corriente alterna de doble circuito a 400 kV, la modificación de la línea aérea de transporte de energía eléctrica en corriente alterna a 400 kV, simple circuito, Gatica - Azpeitia, y la ampliación de la subestación Gatica 400 kV”*, objeto del informe de la CNMC **INF/DE/315/23**.

- **Sobre la MAP_Viab_37. E/S SE Aldea Blanca 66 kV de Bco Tirajana-Escobar 66 kV cto 1**

La planificación vigente incluye la E/S SE Aldea Blanca 66 kV de Barranco Tijarana-Escobar 66 kV circuito 1. Para la conexión de dicha E/S se contaba con una posición que quedará libre tras la baja de la T-Aldea Blanca y otra de reserva con la que contaba la subestación, pero que ha sido utilizada por un acceso de renovables por RDL 15/2018, por tanto, se requiere la inclusión en el Plan de una nueva posición para poder llevar a cabo la E/S.

De acuerdo con el RDL 23/2020, la fecha límite para que los gestores de red admitiesen solicitudes de acceso de generación renovable era el 25 de junio de 2020. Teniendo en cuenta que el documento de planificación vigente fue aprobado en marzo de 2022, fecha en la que ya estaba disponible la información del número de posiciones que se planificaban bajo el amparo del RDL15/2018, dicha posición adicional debería haber estado contemplada en la citada Planificación.

3.4.4. Modificación L/ Gatica-Azpeitia 400 kV

Mediante escrito de alegaciones de fecha 21 de diciembre de 2023 REE indica que sea tenida en cuenta la alegación referente a la modificación de la línea Gatica-Azpeitia 400 kV asociada a la interconexión eléctrica entre Francia y España por su carácter urgente.

Dicha interconexión eléctrica requiere la construcción de una estación convertora y para ello es necesario realizar la modificación de la línea a 400 kV simple circuito Gatica- Azpeitia que afecta al tramo comprendido entre la subestación de Gatica y el apoyo 3 de la línea, de forma que se varía la traza actual para liberar la parcela en la que es viable implantar la convertora.

Visto el expediente INF/DE/315/23 sobre la “Propuesta de Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se otorga a Red Eléctrica de España, S.A.U. autorización administrativa previa al proyecto de interconexión eléctrica España – Francia por el Golfo de Bizkaia que comprende las siguientes instalaciones: la línea subterránea/submarina en corriente continua a 400 kV Gatica - Frontera Francesa, la estación convertora alterna/continua de Gatica y la línea de alimentación subterránea en corriente alterna de doble circuito a 400 kV, la modificación de la línea aérea de transporte de energía eléctrica en corriente alterna a 400 kV, simple circuito, Gatica - Azpeitia, y la ampliación de la subestación Gatica 400 kV”, en su consideración tercera se indica que “Modificación de la línea aérea de transporte de energía eléctrica en corriente alterna a 400 kV, simple circuito, Gatica – Azpeitia”, que consiste en la modificación del trazado de la línea aérea eléctrica “Gatica – Azpeitia” de 400 kV, entre los apoyos 1 y 3, de una longitud de 740 m., así como el desmantelamiento del tramo de la citada línea, en particular de los apoyos 1 y 2, con una longitud afectada de 291 m., no se encuentran incluida dentro de las actuaciones recogidas en la Planificación eléctrica vigente citada.

En este sentido, se considera adecuada la alegación presentada por REE, para incluir la modificación de la línea Gatica-Azpeitia 400 kV actual dentro de la planificación eléctrica vigente para liberar la parcela en la que es viable implantar la convertora junto a la subestación Gatica 400 kV, lo que podría implicar un coste adicional del MAP de aproximadamente 500 k€ valorada a costes unitarios.

4. OTRAS CONSIDERACIONES

4.1. Eficiencia en el uso de las redes

Ante solicitudes de acceso y conexión de nueva demanda en subestaciones existentes del sistema con posiciones disponibles, que pudieran ser denegadas por no estar previstas en la Planificación vigente, deberían establecerse procedimientos ágiles que permitieran a esas nuevas demandas conectarse a dichas subestaciones con independencia de la motivación de uso para las que fueron planificadas, desarrollando las adaptaciones necesarias, siempre que se cumpla con los criterios de seguridad para conectarse a la red de transporte establecidos en la normativa vigente. En este sentido, sin excluir otras opciones, cabría aprovechar esta MAP para incorporar las posiciones adicionales a las expresamente previstas en la planificación para permitir el acceso a nuevas demandas, especialmente en aquellos casos donde no sea necesaria la

inclusión de otras actuaciones en la planificación para el refuerzo de la red de la zona.

4.2. Sobre el incremento de coste de algunas instalaciones singulares de enlaces entre sistemas eléctricos que no están incluidas en la MAP

Se han recibido varias solicitudes de REE de modificación de los parámetros de las resoluciones de singularidad otorgadas anteriormente, como son el enlace “Tenerife-la Gomera” y el enlace “Península-Ceuta”, como consecuencia del incremento de costes que han sufrido dichos proyectos con respecto al momento en que fueron planificados.

En relación con el enlace Tenerife-La Gomera, la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) dictó la “Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se otorga el carácter de singular al nuevo enlace submarino de 66 kV para interconexión entre las subestaciones eléctricas de “Chío” (Tenerife) y “El Palmar” (La Gomera)”. Posteriormente, con fecha 29 de julio de 2022 REE solicitó una modificación de los parámetros de la resolución anterior, así como “su inclusión en el régimen retributivo de inversiones singulares con características técnicas especiales”, de conformidad con lo establecido en la Circular 5/2019, de 5 de diciembre, de la CNMC, y en particular con lo previsto en el apartado 8 del artículo 9 de la citada Circular.

El valor de inversión estimado de la actuación pasaba de un valor inicial de 84,5 M€, recogido en la Planificación Eléctrica 2021-26, a un valor de inversión estimado, según la solicitud de REE, de 144,5 M€, lo cual supone un incremento de más del 70% respecto del valor inicial aprobado mediante la resolución de 2020 previsto en la citada Planificación.

Asimismo, en relación con la rentabilidad de dicho proyecto, cabe indicar que su Valor Actual Neto (VAN) en la Planificación Eléctrica 2021-26 asciende a 84 M€, y con el nuevo valor de inversión solicitado pasaría a tener un VAN de 23,2 M€. Es decir, si bien la puesta en servicio del enlace Tenerife-La Gomera con el incremento de presupuesto resultaría positivo para el sistema eléctrico en su conjunto (de acuerdo con la metodología de CBA empleada por REE), su beneficio se reduciría significativamente frente al análisis realizado en la Planificación. A este respecto, hay que destacar que estos VAN se ha calculado conforme a la metodología CBA 2.0 de ENTSO-E aprobada por la Comisión

Europea en 2018 que pudiera no adaptarse totalmente a la realidad de los territorios no peninsulares²¹.

En relación con el **enlace Península-Ceuta**, con fecha 11 de febrero de 2021, la CNMC dictó la *“Resolución por la que se otorga el carácter singular de la interconexión eléctrica nuevo enlace submarino de transporte de energía eléctrica de 132 kV, doble circuito, «Península-Ceuta», solicitado por Red Eléctrica de España S.A.U., entre las subestaciones eléctricas de Portichuelos (Cádiz) y Virgen de África (Ceuta) y su inclusión en el régimen retributivo de inversiones singulares con características técnicas especiales”*. Posteriormente, con fecha 2 de junio de 2023 REE solicitó una modificación de los parámetros de la resolución anterior, de conformidad con lo establecido en la Circular 5/2019, de 5 de diciembre, de la CNMC, y en particular con lo previsto en el apartado 8 del artículo 9 de la citada Circular.

En concreto, solicitó la modificación del valor de inversión reconocido de 198,7 M€ a un valor de inversión estimado de 332,3 M€, lo cual supone un incremento de más del 134%.

Con este incremento del valor de inversión, el VAN del proyecto pasaría de 303 M€, según estaba previsto en la Planificación Eléctrica 2021-26, a 134 M€. A este respecto, como se ha indicado para el enlace de Tenerife – la Gomera, hay que destacar que estos VAN se ha calculado conforme a la metodología CBA 2.0 de ENTSO-E aprobada por la Comisión Europea en 2018 que pudiera no adaptarse totalmente a la realidad de los territorios no peninsulares²².

²¹ Así, por ejemplo, el VAN se ha calculado considerando que la mayor integración de energías renovables que facilitaría el enlace (lo que permitiría cubrir, por ejemplo, un 22% de la demanda de la Gomera en 2026 con energías renovables), percibiría una retribución nula. Esta hipótesis encaja con un análisis basado en mercados de producción, acorde a la metodología de ENTSO-E, pero no refleja fielmente los ahorros de costes variables en los despachos de los territorios no peninsulares. Así, si en lugar de considerar en el CBA un coste nulo para esta energía renovable, se contemplara una retribución a estas plantas en línea con los resultados obtenidos en las Subastas del Régimen Económico de Energías Renovables previstas en Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, el VAN se reduciría de los 23 millones de € estimados por REE a 10-12 millones de €. Por otra parte, si sumado a este efecto, se consideraran precios de combustible ligeramente inferiores a los considerados, se llegaría a alcanzar VAN negativos para el proyecto, lo que pone de manifiesto la elevada sensibilidad del CBA.

Para realizar esta estimación se ha considerado el precio medio ponderado de 30,18 €/MWh de adjudicación de la energía eólica en la 2ª subasta REER y de 24,75€/MWh de la 1ª subasta REER.

Para el cálculo del VAN realizado por REE se han utilizado los costes de combustibles de los territorios no peninsulares del año 2022.

²² Así por ejemplo, si a efectos del cálculo del CBA se produjera una ligera modificación del precio previsto en el mercado eléctrico en la península (estimado en el CBA de REE en 14€/MWh en todo el periodo de análisis), o se calculara el Valor de Energía No Suministrada (ENS) utilizando un periodo histórico de 8 años en lugar de 9, o se tuviera en cuenta los ahorros de las necesidades de nueva potencia desde el momento en el que se puedan dar de baja a efectos retributivos las instalaciones correspondientes – ya que la existencia de un parque generador en Ceuta con vida útil regulatoria en vigor que garantiza la demanda

Teniendo en cuenta el incremento de inversión tan significativo sufrido por los proyectos citados de acuerdo con las solicitudes de REE con respecto a las cifras contempladas en la Planificación Eléctrica 2021-26, la elevada sensibilidad del CBA a pequeñas variaciones de los parámetros utilizados, y el requisito de garantizar la sostenibilidad económica-financiera del sistema, cabría plantearse si concurren las circunstancias del artículo 4.4.c) de la LSE, que aconsejen una modificación de la planificación a través de esta MAP.

Teniendo en cuenta que dichas instalaciones estarían supeditadas al límite de inversión previsto en el artículo 11 del Real Decreto 1047/2013, se podría asignar parte de los 931 M€ de ayudas con cargo a la adenda del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (Inversión 14 del Componente 31²³, ligado a los fondos REPowerEU), aprobada por la Comisión Europea el pasado mes de octubre, dado que está previsto que estos proyectos estén finalizados en junio de 2026²⁴, tal y como requiere la citada adenda.

4.3. Sobre las baterías incluidas en la actuación “PENINSULA-ISLAS BALEARES (ENL_PEN-IBA)”

En la “*Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2021-2026*”, denominada “Refuerzo interconexión Península-Islands Baleares” (“ENL_PEN-IBA”), donde se incluyen, entre otras, el segundo enlace en corriente continua, de 2x200MW, junto con sistemas de almacenamiento y compensadores síncronos como elementos plenamente integrados en la red acorde al Real Decreto-Ley 29/2021. En el caso concreto de la actuación de carácter singular, que incluye el “Enlace submarino HVDC-VSC 2 x 200 MW” y las dos Estaciones Conversoras del “Fadrell 400 kV” y de “San Martín Baleares 220 kV”, el valor de inversión asciende a (CAPEX) de 752 M€.

Con fecha 12 de mayo de 2022 REE, de conformidad con lo establecido en la Circular 5/2019, de 5 de diciembre, de la CNMC, y en particular con lo previsto en el artículo 9 de la citada Circular, solicitó el “*reconocimiento del carácter singular y su inclusión en el régimen retributivo de inversiones singulares con características técnicas especiales del segundo enlace eléctrico entre la Península y las Islas Baleares (línea HVDC Fadrell EC-San Martín Baleares EC)*”.

con un índice de cobertura suficiente al menos en los próximos 10 años no supondrá ahorro de costes fijos en ese periodo-, o se consideran los ahorros de CO2 en los años concretos en los que se vayan produciendo, se obtendrían valores de VAN negativos para este proyecto.

²³

https://planderecuperacion.gob.es/sites/default/files/2023-10/02102023_adenda_plan_recuperacion_documento_completo.pdf

²⁴ La fecha de puesta en marcha prevista tanto para el enlace Tenerife- Gomera como para el enlace Península- Ceuta es diciembre de 2025, de acuerdo con las solicitudes de singularidad efectuadas por REE

En dicha solicitud, se indicó que el valor de la inversión propuesto para esta actuación singular en el escenario de abril de 2022 ascendía a 804,5 M€.

El proyecto incluye un conjunto de baterías, de 140 MW y 105 MWh de capacidad, distribuidas en las islas de Ibiza (2x45 MW de potencia, 2x33,75 MWh de energía) y de Menorca (2x25 MW de potencia, 2x18,75 MWh de energía).

Con respecto a la propiedad de instalaciones de almacenamiento por parte del transportista, en el Informe de la CNMC sobre la propuesta inicial del operador del sistema y gestor de la red de transporte para el desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica para el periodo 2021-2026²⁵, se indicaba que *“es preciso señalar que, según se establece en el artículo 54 de dicha Directiva (UE) 2019/944: «Los gestores de redes de transporte no poseerán, desarrollarán, gestionarán o explotarán instalaciones de almacenamiento de energía, salvo que se traten componentes de red plenamente integrados y las autoridades reguladoras hayan concedido su aprobación.»*. Por tanto, si bien no ha sido todavía transpuesta la Directiva (UE) 2019/944, se considera que, al menos, el documento de planificación deberá incorporar la información necesaria para que pueda valorarse la conveniencia de la medida y, llegado el momento, previa solicitud al regulador nacional, se realice la aprobación pertinente.”

Parte del mencionado artículo ha sido transpuesto a la normativa nacional a través de la modificación del artículo 34 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, llevada a cabo por el Real Decreto-ley 29/2021, de 21 de diciembre, estableciéndose que *“se considerarán elementos constitutivos de la red de transporte los componentes de red de transporte plenamente integrados, incluidas las instalaciones de almacenamiento, que serán aquellos que se utilizan para garantizar un funcionamiento seguro y fiable de la red de transporte y no a efectos de balance o de gestión de congestiones”*.

De acuerdo con la información requerida en el marco de la solicitud del reconocimiento del carácter singular de este proyecto, REE explica que *“la funcionalidad de las baterías incluidas en la actuación de refuerzo de la interconexión entre la Península y Baleares, tiene como objetivo maximizar el uso de la red de transporte “garantizando un funcionamiento seguro y fiable de la red de transporte”, no utilizándose “a efectos de balance o de gestión de congestiones”; ajustándose, por tanto, a la definición de “componentes de red plenamente integrados” establecida tanto a nivel europeo por la Directiva 2019/944 como a nivel nacional en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. [...] su uso será exclusivamente para maximizar la capacidad de transporte operativa de los enlaces, permitiendo su explotación con la mayor*

²⁵ <https://www.cnmc.es/expedientes/infde00520>

capacidad técnicamente viable. Al no estar entregando energía salvo en caso de incidente, estos equipos no participarán de ningún tipo de mercado de energía.

El funcionamiento normal previsto por el sistema de baterías, por tanto, no sustituye ningún servicio que actualmente se preste con los grupos térmicos, ni interfiere en el balance del sistema ni en la resolución de congestiones.”

Por tanto, a la vista de la información aportada por REE, cabría entender que la instalación puede considerarse un componente de red plenamente integrado y, en consecuencia, la propiedad de las baterías por parte de REE sería coherente con lo previsto en la Ley 24/2013. No obstante lo anterior, con el fin de confirmar que la propiedad de esta instalación por parte del transportista, según está previsto en la Planificación, es la solución económicamente más eficiente para el sistema, sería conveniente llevar a cabo el proceso de licitación abierto, transparente y no discriminatorio que prevé el artículo 54.2 de la mencionada directiva²⁶, con el fin de asegurar que otros sujetos no podrían prestar los servicios requeridos por el Operador del Sistema a un coste razonable y en tiempo oportuno.

5. ESTIMACIÓN ECONÓMICA DE LA PROPUESTA

Considerando la planificación vigente para el horizonte 2021-2026²⁷, el coste de inversión estimado del conjunto de actuaciones incluidas en el plan de desarrollo de la red de transporte 2021-2026 es de 6.964 M€, de los cuales 1.260 M€

²⁶ Artículo 54 de la Directiva 2019/944. Propiedad de las instalaciones de almacenamiento de energía por gestores de redes de transporte

1. Los gestores de redes de transporte no poseerán, desarrollarán, gestionarán o explotarán instalaciones de almacenamiento de energía.

2. Como excepción a lo dispuesto en el apartado 1, los Estados miembros podrán autorizar a los gestores de redes de transporte a poseer, desarrollar, gestionar o explotar instalaciones de almacenamiento de energía, cuando sean componentes de red plenamente integrados y las autoridades reguladoras hayan concedido su aprobación, o si se cumplen todas las condiciones siguientes:

a) tras un procedimiento de licitación abierto, transparente y no discriminatorio sujeto a la revisión y aprobación de la autoridad reguladora, no se haya concedido a otras partes el derecho de poseer, desarrollar, gestionar o explotar dichas instalaciones, o no puedan prestar esos servicios a un coste razonable y en tiempo oportuno;

b) dichas instalaciones o servicios auxiliares de no frecuencia sean necesarios para que los gestores de redes de transporte cumplan sus obligaciones en virtud de la presente Directiva con vistas a un funcionamiento eficiente, fiable y seguro de la red de transporte y no sean utilizados para comprar o vender electricidad en los mercados de la electricidad; y

c) la autoridad reguladora haya valorado la necesidad de dicha excepción, haya realizado un examen previo de la aplicabilidad del procedimiento de licitación, incluidas las condiciones de este, y haya concedido su aprobación.

La autoridad reguladora podrá redactar orientaciones o cláusulas de contratación pública para ayudar a los gestores de redes de transporte a garantizar la equidad del procedimiento de licitación.

²⁷ [“Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2021-2026”, aprobado mediante Acuerdo de Consejo de Ministros de 22 de marzo de 2022](#) (B.O.E. de 19 de abril de 2022).

corresponden a actuaciones que no se encuentran sujetas al valor límite de inversión establecido en el Art. 13 del Real Decreto 1047/2013 y a la DA 2ª del Real Decreto-Ley 23/2020, para reforzar las interconexiones internacionales con Francia, Portugal, Andorra y Marruecos, y 5.704 M€ a actuaciones de refuerzo de las redes de transporte que componen el sistema eléctrico nacional, tanto de la red de partida como nuevas instalaciones.

Ilustración 1: Detalle Figura 43 del Documento de Planificación sobre el coste de inversión total planificado (Apartado 4.7. “Datos clave del Plan de Desarrollo 2021-2026”)

| Capex en M€ | Computa en límite de inversión | No computa en límite de inversión | TOTAL |
|--------------------|--------------------------------|-----------------------------------|-------------|
| Interc. Internac. | 3 | 1190 | 1193 |
| Red de Partida | 1103 | 51 | 1154 |
| Nuevas Actuaciones | 4598 | 18 | 4616 |
| | 5704 | 1260 | 6964 |

Dichos costes de inversión se trazaron atendiendo al principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico previsto en el artículo 13 de la LSE, y respetando, teniendo en cuenta los límites de inversión anual establecidos por el artículo 11 del Real Decreto 1047/2013 con el desvío al alza del 20% que habilita artículo 13.1 del referido Real Decreto.

Ilustración 2: Detalle Figura 41 del Documento de Planificación sobre el coste de inversión total planificado frente a los límites de inversión

| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 |
|---|------|------|------|------|------|------|------|
| PIB (miles de millones de €) | 1122 | 1209 | 1313 | 1381 | 1437 | 1494 | 1554 |
| Evolución PIB nominal (%) | -9,9 | 7,8 | 8,6 | 5,2 | 4,0 | 4,0 | 4,0 |
| Valor límite de inversión anual (millones de €) | | 907 | 985 | 898 | 934 | 971 | 1010 |
| Valor límite de inversión anual*1,2 (millones de €) | | 1088 | 1182 | 1078 | 1121 | 1165 | 1212 |
| Valor de inversión anual incluido (millones de €) | | 318 | 823 | 1074 | 1120 | 1165 | 1204 |

Como puede verse las inversiones previstas en los años 2024, 2025 y 2026 están ajustadas a los límites de inversión máximos.

La propuesta de MAP que se informa supone una variación del coste de inversión asociado a la planificación vigente de +321,2²⁸ M€ considerando el siguiente reparto de inversión según las diferentes partidas de actuaciones:

Ilustración 3: Términos económicos de la MAP (Fuente: CNMC)

| Categoría OS/ Justificación MAP LSE | (M€) |
|---|--------------|
| Almacenamiento y generación renovable | 60,8 |
| Transición energética y electrificación economía | 60,8 |
| Nuevas demandas | 276,2 |
| Nuevo suministro | 2,7 |
| Nuevo suministro / Transición energética y electrificación economía | 273,5 |
| Viabilidad de actuaciones del Plan de desarrollo vigente 2021-2026 | -30,2 |
| Seguridad suministro | 8,3 |
| Transición energética y electrificación economía | -40,0 |
| Transición energética | 1,5 |
| Nuevas necesidades de operación | 14,6 |
| Transición energética y electrificación economía | 0 |
| Seguridad de Suministro / Eficiencia Económica | 14,6 |
| Total general | 321,4 |

Considerando los valores de inversión previstos en el documento de planificación vigente, los últimos planes de inversión presentados por REE²⁹ así como las previsiones de inversión incluidas según la información regulatoria de costes (Circular 1/2015)³⁰, el impacto de la propuesta de MAP (considerando dicha inversión adicional y estableciendo que las actuaciones aparecen previstas entrarían en servicio en 2026³¹) sería el que se refleja a continuación:

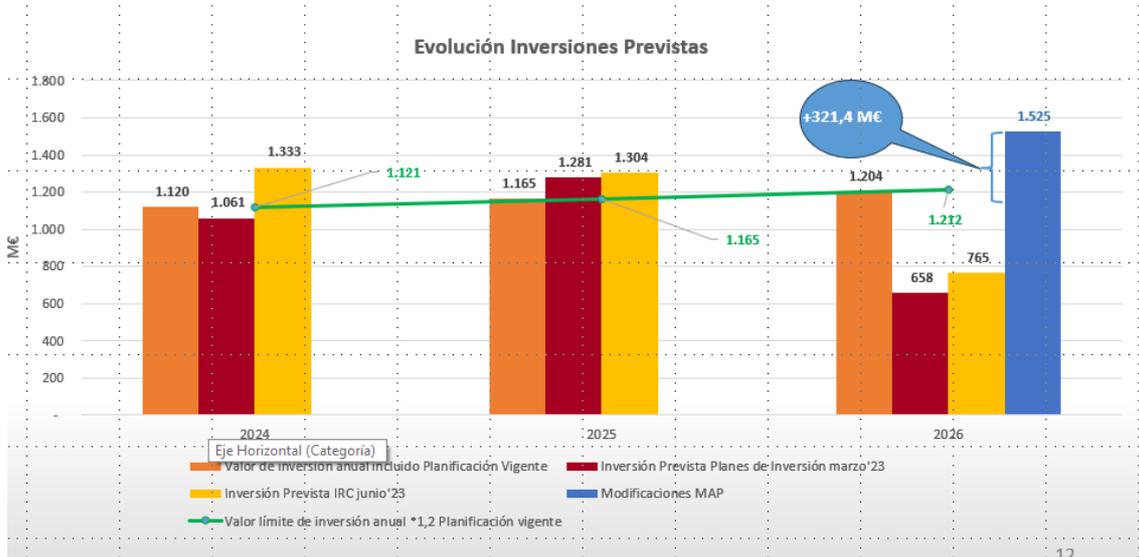
²⁸ Importe total de la propuesta de MAP analizada sin tener en cuenta las consideraciones expuestas en los apartados 3.4.1 y 3.4.2. del presente informe. Todo ello considerando que el impacto en la variación del coste de inversión de la planificación vigente finalmente se producirá conforme se tramiten tanto la MAP como la Adecuación de Características técnicas.

²⁹ Planes de Inversión conforme al artículo 11 del RD 1047/2013 para el horizonte 2024-2026, presentados antes del 1 de mayo de 2023 ante la CNMC y la SEE.

³⁰ Formulario 10 de la Circular 1/2015 de la CNMC sobre información regulatoria de costes presentados antes del 1 de julio de 2023.

³¹ Conforme a los cuadros justificativos de la Propuesta del OS las partidas asociadas a *Nuevas Demandas* (+276,2 M€), *Almacenamiento y generación renovable* (+60,8 M€) y *Nuevas necesidades de operación* (+14,6) se encuentran todas referenciadas al ejercicio 2026. En lo que se refiere a las partidas asociadas a *Viabilidad de actuaciones del Plan de desarrollo vigente 2021-2026* las justificaciones expuestas por el Transportista descuentan partidas de inversión principalmente en los primeros años del periodo y adicionan nuevas inversiones en los ejercicios 2024 a 2026. Dado que la información recibida no tiene un formato que facilite un tratamiento rápido y práctico de la misma, considerando todo lo anteriormente expuesto, el escenario de comparativa se ha trazado imputando la variación de la MAP en el ejercicio 2026.

**Ilustración 4: Evolución de las previsiones de costes de inversión del Horizonte 21-26
(Fuente: CNMC)**



Nota: La columna naranja representa la información incluida en la planificación vigente publicada en abril de 2022, la columna roja representa la información presentada por REE a las CCAA en marzo de 2023 y la columna amarilla representa la información aportada por REE antes de julio de 2023 a través de la Circular 1/2015 (IRC - Información Regulatoria de Costes).³²

El seguimiento de las inversiones previstas por el Transportista para los años 2024 y 2025 evidencia que los límites máximos de inversión admisibles, conforme a la regulación vigente, se ven sobrepasados, incluso considerando los desvíos al alza del 20% que habilita artículo 13.1 del referido Real Decreto.

De igual forma, atendiendo a las inversiones previstas en la planificación vigente para el año 2026, el impacto al alza de la propuesta de MAP y las consideraciones expuestas en el apartado 4.1, superarían las inversiones máximas admisibles.

Asimismo, cabe señalar que la actualización, en su caso, de las instalaciones singulares, propuesta en el apartado 4.1, va a suponer la superación en mayor medida, del límite máximo de inversión retribuable con cargo al sistema que fija el artículo 11.1 del Real Decreto 1047/2013, con el incremento de un 20% adicional establecido en el artículo 13.1 del mismo Real Decreto 1047/2013. Por todo ello, para garantizar la sostenibilidad económico-financiera del sistema,

³² La diferencia entre las valoraciones de inversión prevista de los Planes de Inversión y la información en la contabilidad regulatoria de costes (IRC), además de la diferencia temporal de dichos datos, podría deberse a que los Planes de inversión deben valorarse a valores estándares mientras que los valores de la IRC se corresponderían con las valoraciones reales.

deberá tenerse en cuenta dicha circunstancia tanto en esta MAP como en la siguiente modificación de la Planificación vigente ya iniciada.

No obstante lo anterior, tal y como se ha indicado en el apartado 4.2, la existencia de 931 M€ de ayudas para financiar parcialmente el coste de actuaciones incluidas en la Planificación, relativas a proyectos finalizados en junio de 2026, con cargo a la adenda del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia podría facilitar la incorporación de las actuaciones previstas dentro de los límites máximos de inversión, en particular los enlaces entre los distintos sistemas.

6. VALORACIÓN

La propuesta de modificación de aspectos puntuales del Plan de desarrollo de la de transporte de energía eléctrica para el periodo 2021-2026, viene a incorporar una serie de modificaciones que contribuirán a facilitar la transición energética y la electrificación de la economía por lo que se considera adecuada, con las salvedades manifestadas a lo largo del presente informe.

En particular, sería conveniente que la MAP proporcionara una mayor justificación sobre las decisiones de inversiones propuestas a fin de permitir un mejor entendimiento de las modificaciones previstas.

Asimismo, sería conveniente que se analizara nuevamente ciertos proyectos incluidos en la planificación que han sufrido, de acuerdo con las solicitudes de singularidad de REE, significativos incrementos de costes.

Notifíquese el presente informe a la Secretaría de Estado de Energía y publíquese en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (www.cnmc.es).