



RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

Valoración del operador del sistema sobre el informe de la CNMC relativo a la propuesta de Orden por la que se aprueban las adaptaciones de carácter técnico de la Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020.

Febrero 2019

Dirección General de Operación



Índice

Objeto.....	3
Comentarios generales	3
Andalucía	6
Asturias.....	15
Baleares	16
Canarias	20
Castilla y León	37
Cataluña.....	40
Comunidad Valenciana	52
Extremadura	59
Galicia	61
Madrid	62
Murcia	66
País Vasco	67
Estimación de costes de inversión para el sistema.....	69
ANEXO I	71
ANEXO II	72



Objeto

El presente informe tiene por objeto dar respuesta a la comunicación de la Dirección General de Política Energética y Minas, recibida el 7 de noviembre de 2018, en la que se solicita al Operador del sistema la valoración del informe de la CNMC a la Propuesta de Orden por la que se aprueban las adaptaciones de carácter técnico de la “Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020”.

Comentarios generales

El conjunto de adaptaciones de carácter técnico incluidas en este documento responde a que, tras la aprobación de la planificación en octubre de 2015, el avance de los proyectos de ejecución y la tramitación de las distintas instalaciones planificadas ha llevado a detectar la inviabilidad de algunas actuaciones tal y como están recogidas en la planificación vigente, y por ello a la necesidad de actualizar la planificación de la red de transporte para permitir la construcción de los refuerzos planificados y esto al menor coste posible para el conjunto del sistema tal y como indica la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico.

Con objeto de dar respuesta a la solicitud recibida por el Operador del Sistema, se expone el conjunto de adaptaciones recogidas en el informe de la CNMC aportando una explicación a las objeciones de la CNMC en el caso de que las hubiera. Además, se incluyen nuevas propuestas de adaptación no recogidas en el informe de la CNMC, puesto que, tras la solicitud de observaciones de la CNMC al Consejo Consultivo hasta el envío de su informe al MITECO, se han encontrado nuevas actuaciones sobre las que es necesario realizar adaptaciones para permitir su ejecución.

Respecto de los comentarios realizados por la CNMC se expone a continuación una contestación de carácter general a los temas más destacados:

- En lo que se refiere a lo recogido en el apartado 5.3 del informe de la CNMC “Sobre el volumen de inversión anualizado”:

La valoración de las actuaciones contempladas en la propuesta de Orden por la que se aprueban las adaptaciones de carácter técnico de la Planificación Energética se ha realizado considerando la tasa de retribución financiera (TRF) vigente en el momento de su elaboración (6,5033%). Dado que la propuesta de la CNMC de TRF para el segundo periodo regulatorio es el 5,58% (coincidente con la contemplada en el anteproyecto de ley por el que se fija la tasa de retribución financiera para el segundo periodo regulatorio) y que la citada TRF no puede variar entre 2 años consecutivos, parece razonable actualizar los volúmenes de inversión tomando como TRF el 6,0033%.

- En relación con aquellos comentarios que hacen referencia a la valoración que ha realizado el Operador del Sistema (OS) en cuanto a la variación de coste de algunas actuaciones, hay que indicar que la variación de coste se ha calculado respecto del coste recogido en la planificación vigente aprobada en octubre de 2015 que se realizó acorde a la legislación existente en ese momento. Esto no puede ser de otra manera puesto que son estos valores con los que se calculó el coste total de la planificación que no puede superar el límite establecido en la legislación. En todo caso, las actuaciones incluidas tras realizarse la adaptación se valoran según la legislación vigente.
- Respecto de las actuaciones puestas en servicio (Torremendo, Regoelle y Muelle Grande)



El informe de la CNMC, en referencia a determinadas solicitudes efectuadas por el OS relativas a adaptaciones de carácter técnico sobre instalaciones que ya se encuentran en servicio, señala que se trata de solicitudes ex post a la ejecución de las instalaciones, y se hace eco del argumento esgrimido por la Generalitat Valenciana según el cual, de aceptarse tales adaptaciones de carácter técnico, ello podría conllevar una revisión de todas y cada una de las instalaciones puestas en servicio. Sin más argumentación, el informe de la CNMC afirma en su apartado 6, “*Conclusión*”, que *“no puede olvidarse que dichas modificaciones no pueden hacerse una vez que se hayan puesto en servicio las instalaciones con la única finalidad de soslayar el requerimiento de estar incluido en la planificación para que se reconozca su retribución”* y se remite, mediante nota a pie de página, al artículo 35 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (LSE).

La LSE no prohíbe que las adaptaciones de carácter técnico puedan aprobarse con carácter ex post. Ni el artículo 4 ni el artículo 35 de la LSE establecen cuándo deben ser aprobadas. El citado artículo 35, al que se remite el informe de la CNMC en su Conclusión, dispone en el último párrafo del apartado 2 que *“para el reconocimiento de la retribución de las nuevas instalaciones de transporte será requisito indispensable que hayan sido incluidas en la planificación a la que se refiere el artículo 4 de esta ley y que, en su caso, cuenten con el informe favorable a que se hace referencia en el presente apartado.”* Dicho informe favorable previo no es otro que el que debe emitir la Dirección General de Política Energética y Minas, en el caso de instalaciones de transporte cuya autorización deba ser otorgada por las Comunidades Autónomas o por las Ciudades de Ceuta y Melilla. En ese informe se consignará, según reza el párrafo primero del apartado 2, las posibles afecciones de la proyectada instalación a los planes de desarrollo de la red, a la gestión técnica del sistema y al régimen económico regulado en la ley, que la Administración autorizante deberá tener en cuenta en el otorgamiento de la autorización.

Nótese, en este sentido, que todas y cada una de las instalaciones ejecutadas respecto de las cuales se ha solicitado una adaptación de carácter técnico, fueron autorizadas mediando el correspondiente informe favorable previo de la Dirección General de Política Energética y Minas.

A mayor abundamiento, la propia CNMC en su informe contempla la posibilidad de que las adaptaciones de carácter técnico puedan ser aprobadas con carácter ex post, cuando analiza los supuestos de Torremendo Norte y Sur 220 kV (Anexo 3, apartado 1.20), al señalar lo siguiente:

“Si el hecho de que la instalación esté en servicio no supone un inconveniente para poder llevar un cambio de la Planificación, visto que dicha instalación cuenta con todos los permisos y autorizaciones, y siempre y cuando REE justifique con carácter previo a la aprobación de la Orden, que la solución técnica que se habría planteado de haberla llevado a cabo en tecnología blindada habría sido necesaria frente a cualquier alternativa más económica, siempre que fuera técnicamente viable, dicha actuación debería mantenerse dentro de la propuesta de Orden.”

Por lo tanto, se reitera la necesidad de que las adaptaciones de carácter técnico sean aprobadas por ese Ministerio, a la vista de que (i) la normativa no prohíbe que las adaptaciones de carácter técnico puedan aprobarse con carácter ex post a su ejecución y puesta en servicio, (ii) de que todas las instalaciones tienen informe favorable de la Dirección Generales de Política Energética y Minas y (iii) de que la CNMC no solo no fundamenta las razones por las cuales dichas adaptaciones no pueden ser aprobadas con carácter ex post sino que contempla la posibilidad de que puedan ser aprobadas con carácter ex post, en el mencionado caso de Torremendo.



- Respecto de las actuaciones para las que la CNMC indica que no deben ser consideradas puesto que son actuaciones nuevas, el texto recogido en la Ley 24/2013 indica que *“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”*. Por lo tanto, se considera que una nueva actuación es una adaptación de carácter técnico de la planificación siempre que sea necesaria para la realización de los planes recogidos en la planificación vigente con los objetivos perseguidos.
- El presente documento no incluye valoración de los comentarios de la CNMC relativos a aspectos fuera del ámbito de responsabilidad del Operador del Sistema, en particular, los relativos al plan de inversión y al inventario de instalaciones de la red de transporte.

Para cada una de las propuestas de adaptación recogidas en el presente informe se indica el solicitante de la adaptación, la descripción de la actuación tal y como se recoge en la Planificación vigente, el motivo de la inviabilidad, la descripción de la propuesta de adaptación y el incremento de coste para el sistema respecto del recogido en la planificación vigente. Además, se recoge, si la hubiese, la objeción presentada por la CNMC en su informe y la contestación a la misma.

La valoración de las propuestas y consideraciones se presenta agrupada por Comunidades Autónomas.



Andalucía

Repotenciación Nueva Casares-Jordana 220 kV (Informe CNMC Anexo 3-1.1)

Nombre actuación		Repotenciación Nueva Casares-Jordana 220 kV	
Solicitante	Operador del sistema		
Actuación afectada recogida en la planificación vigente	Descripción	Repotenciación del eje Nueva Casares-Los Ramos 220 kV (solo se recoge Jordana-Los Ramos)	
	km	Repotenciación 220 kV: 81 km (nueva cap.: Inv: 420 MVA; Ver: 370 MVA)	
	Año	2018	
Inviabilidad detectada	Solo se recoge la repotenciación del tramo Jordana-Los Ramos 220 kV por lo que el eje no puede alcanzar la capacidad necesaria		
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	Repotenciación del eje Nueva Casares-Los Ramos 220 kV (incluyendo Nueva Casares-Jordana en el tramo desde Jordana a la antigua TCasares)	
	km	Repotenciación 220 kV: 91 km (Inv: 420 MVA; Ver: 370 MVA)	
	Año	2018	
Variación de coste para el sistema	0,1 M€		
Motivación	Resolución de restricciones técnicas y evacuación de generación convencional y renovable		

- Estado en el informe de la CNMC

En su informe la CNMC indica que la actuación no debe ser incluida en la Orden por la que se aprueban las adaptaciones de carácter técnico debido a que es una actuación nueva (no está en la planificación vigente aunque implícitamente estuviera en la planificación 2008-2016) que debería haberse contemplado en las Modificaciones puntuales aprobadas en julio de 2018.

Adicionalmente, considera que si se incluye debe especificarse la longitud del tramo y el incremento de capacidad real.

- Valoración del operador del sistema

Tal y como se indica anteriormente la longitud a repotenciar es de 10 km adicionales a los ya recogidos en la planificación vigente con una capacidad en invierno de 420 MVA y en verano de 370 MVA

Puesto que, tal y como se ha expuesto, la adaptación propuesta se ajusta a lo recogido en Ley 24/2013, al ser “necesaria para la realización de los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica”, el OS mantiene la necesidad de incluir la repotenciación del eje completo Nueva Casares-Los Ramos 220 kV en la propuesta de Orden por la que se aprueban las adaptaciones de carácter técnico.



Repotenciación Nueva línea Alcores-Santa Elvira 220 kV (reemplaza cambio tensión de la actual línea de 132 kV) (Informe CNMC 1.2)

- Adaptación propuesta

Nombre actuación		Nueva línea Alcores-Santa Elvira 220 kV (reemplaza cambio tensión de la actual línea de 132 kV)	
Solicitante		Operador del sistema	
Actuación afectada recogida en la planificación vigente	Descripción	Alta por cambio de tensión Línea-Cable de DC Alcores-Santa Elvira 132 kV para formar DC Alcores-Santa Elvira 220 kV	
	Posiciones	Convencionales: 2 x 220 kV Blindadas: 2 x 220 kV	
	km	Aéreo: 2 x 2 km (DC) Soterrado: 2x7 km (DC)	
	Año	2018	
Inviabilidad detectada		El cambio de tensión en el tramo aéreo no es factible por no ajustarse a los pasillos existentes	
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	Nueva línea-cable DC Alcores-Santa Elvira 220 kV por un trazado factible	
	Posiciones	Convencionales: 2 x 220 kV Blindadas: 2 x 220 kV	
	km	Aéreo: 2 x 2 km (DC) Soterrado: 2x7 km (DC)	
	Año	2018	
Variación de coste para el sistema		0 M€	
Motivación		Apoyo a distribución	

- Estado en el informe de la CNMC

La CNMC no tiene objeciones a esta adaptación y la considera debidamente justificada y motivada.

- Valoración del operador del sistema

A la vista de la información detallada expuesta, el operador del sistema estima que, para poder realizar los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica, es necesario contemplar en el Anexo I la adaptación propuesta.



Nuevo DC entre Cartuja-Pto Real 220 kV (Informe CNMC Anexo 3-1.3)

- Adaptación propuesta

Nombre actuación		Nuevo DC entre Cartuja-Pto Real 220 kV	
Solicitante	Operador del sistema		
Actuación afectada recogida en la planificación vigente	Descripción	Nuevas líneas Cartuja-Puerto Real 220 kV y Puerto de Santa María-Puerto Real 220 kV, aisladas a 400 kV, inicialmente funcionando a 220 kV	
	km	Aéreo: 2 x 17 km (aislado a 400 kV)	
	Año	2018	
Inviabilidad detectada	El futuro cambio de tensión de 220kV a 400kV no es factible en el tramo aéreo por no ajustarse a los pasillos existentes.		
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	Nuevas líneas Cartuja-Puerto Real 220 kV y Puerto de Santa María-Puerto Real 220 kV, aisladas a 220 kV	
	km	Aéreo: 2 X 17 km de 220 kV	
	Año	2020	
Variación de coste para el sistema	-1,8 M€		
Motivación	Seguridad de suministro y Apoyo a distribución		

- Estado en el informe de la CNMC

La CNMC no tiene objeciones a esta adaptación y la considera debidamente justificada y motivada.

- Valoración del operador del sistema

A la vista de la información detallada expuesta, el operador del sistema estima que, para poder realizar los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica, es necesario contemplar en el Anexo I la adaptación propuesta.



Ampliación SE Tabernas 220 kV (Informe CNMC Anexo 3-1.4)

- Adaptación propuesta

Nombre actuación	Ampliación SE Tabernas 220 kV	
Solicitante	Operador del sistema	
Actuación afectada recogida en la planificación vigente	Descripción	Ampliación de Tabernas 220 kV en tecnología convencional (EvRe)
	Posiciones	Convencionales: 1 x 220 kV (para acceso de generación renovable)
	Año	2020
Inviabilidad detectada	La subestación ha sido construida en tecnología blindada, por lo que habría una discrepancia en la planificación al aparecer como tecnología convencional	
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	Ampliación de Tabernas 220 kV en tecnología blindada (EvRe)
	Posiciones	Blindadas: 1 x 220 kV (para acceso de generación renovable)
	Año	2020
Variación de coste para el sistema	0 M€	
Motivación	Evacuación de generación renovable	

- Estado en el informe de la CNMC

La CNMC indica que hay incremento de coste para el agente de unos 0,33 M€ pero no hay alegaciones al respecto.

- Valoración del operador del sistema

A la vista de la información detallada expuesta, el operador del sistema estima que, para poder realizar los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica, es necesario contemplar en el Anexo I la adaptación propuesta.



Entrenúcleos 220 kV (Informe CNMC Anexo 3-1.5)

- Adaptación propuesta

Nombre actuación	Adelanto de Entrenúcleos 220 kV	
Solicitante	ENDESA Distribución	
Actuación afectada recogida en la planificación vigente	Descripción	Nueva entrada/salida de Entrenúcleos en Dos Hermanas-Quintos 220 kV
	Posiciones	Convencionales: 4 x 220 kV (1 para acceso de distribución)
	km	Aéreo: 1 km
	Año	2020
Inviabilidad detectada	Es un adelanto de la subestación	
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	Nueva entrada/salida de Entrenúcleos en Dos Hermanas-Quintos 220 kV
	Posiciones	Convencionales: 4 x 220 kV (1 para acceso de distribución)
	km	Aéreo: 1 km
	Año	2019
Variación de coste para el sistema	0 M€	
Motivación	Apoyo a distribución	

- Estado en el informe de la CNMC

La CNMC considera que el cambio de fecha no es adaptación de las características, sino que supone una modificación de la planificación. Además, señala que si bien dicho adelanto no supone un extra-coste de inversión al Sistema, el promotor o solicitante del mismo, conforme a lo establecido en el artículo 18.2 del Real Decreto 1047/2017, deberá asumir el coste de dichas inversiones así como la operación y mantenimiento de las mismas al tiempo que deberá sufragar la retribución derivada del adelanto de dichas instalaciones por el tiempo de adelanto efectivo respecto de las fechas previstas de puesta en servicio recogidas en la planificación vigente.

- Valoración del operador del sistema

La opinión del OS es que, puesto que en el artículo 18.2 del RD 1047/2017 se menciona explícitamente a los consumidores y productores, pero no a los distribuidores, y es un distribuidor quién ha solicitado el adelanto en este caso, el coste en el que se pudiera incurrir por adelantar la instalación lo tiene que sufragar el sistema.

A la vista de la información detallada expuesta, el operador del sistema estima que es admisible contemplar en el Anexo I la adaptación propuesta.



Enlace Península-Ceuta (Informe CNMC Anexo 3-1.6)

- Adaptación propuesta

Nombre actuación		Enlace Península-Ceuta 132 kV
Solicitante	Operador del sistema	
Actuación afectada recogida en la planificación vigente	Descripción	Definición del enlace, de la topología de las subestaciones extremo y de las necesidades de reactiva pendientes de concretar con el avance del proyecto del enlace Península-Ceuta.
	Año	2020
Inviabilidad detectada	Con el avance en la definición del proyecto del enlace se han concretado trazas, topologías de las subestaciones extremo y necesidades de reactiva a compensar.	
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	Avance en la definición del proyecto de enlace Península-Ceuta 132kV: traza submarina, subestaciones extremo y reactiva a compensar.
	Año	2020
Afección a otros		
Variación de coste para el sistema	28 M€ *	
Motivación	Interconexiones sistemas no peninsulares	

* Al tener esta actuación carácter singular (atendiendo a lo recogido en el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, Artículo 19: *aquellas que se lleven a cabo en infraestructuras de transporte cuyas características de diseño, configuración, condiciones operativas o técnicas constructivas no estén recogidas en la orden que fije los valores unitarios de referencia de inversión y operación y mantenimiento*) el incremento de coste recogido respecto de lo contemplado en la planificación vigente, es la mejor estimación a fecha de realización de este informe y se ha obtenido como la diferencia entre lo recogido en planificación vigente y la nueva estimación a lo que se aplica el coeficiente de retardo correspondiente.

- Estado en el informe de la CNMC

La CNMC considera que la adaptación técnica propuesta adolece de información suficiente para valorar la afección en coste para el sistema eléctrico y que el operador del sistema debería realizar un nuevo análisis coste-beneficio que ratifique los beneficios para el sistema de la actuación tras las modificaciones y adaptaciones planteadas.

Respecto del comentario de la CNMC sobre la contradicción entre el coste inicial indicado y el coste nulo recogido en el comentario del OS enviado a solicitud de la CNMC, cabe indicar que dicho comentario se refería únicamente al cambio de la subestación en la que se deben conectar dichas reactancias, actuación que no conlleva coste en sí misma.

- Valoración del operador del sistema

El avance en la definición de detalle del proyecto del enlace Península-Ceuta ha permitido concretar las trazas submarinas, topologías de las subestaciones extremo y necesidades de compensación de reactiva. Los estudios actuales indican que, con objeto de operar el enlace en condiciones de seguridad, es necesario incluir en torno a 130Mvar para compensar la reactiva generada por los cables, mediante la puesta en servicio de reactancias de 18 a 9 Mvar, algunas de ellas variables.

Con respecto al comentario de la CNMC sobre la falta de información suficiente para valorar la afección en coste para el sistema eléctrico, cabe señalar que las actuaciones objeto de adaptación tienen carácter singular ya que no se dispone de estándares retributivos de elementos de 132kV aplicables al



territorio peninsular o ceutí. Por ello, la valoración de la afección económica se basa en la mejor estimación del coste de la actuación, informada por el transportista.

Finalmente, en cuanto a la necesidad de actualizar el análisis coste-beneficio del enlace Península-Ceuta, el operador del sistema envió en mayo de 2018 al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital el informe *DDS.DPE.18_1042_Actualización_Justificación económica. Enlace a Ceuta* con una actualización de dicho análisis. En Anexo II se incluye una nueva actualización de la justificación económica del enlace que considera los costes de inversión actualizados atendiendo a las modificaciones a la planificación ya aprobadas, así como a las adaptaciones propuestas por el operador del sistema en el presente informe.

Tal y como concluye el informe del anexo, la puesta en servicio del enlace Península-Ceuta resulta beneficiosa para el sistema ya que los ahorros en el coste de abastecimiento de la demanda de Ceuta no sólo permitirán sufragar los gastos asociados al enlace sino que, además, aportarán más de 215 M€ de ahorro adicional. De igual modo la puesta en servicio del enlace Península-Ceuta permitirá reducir la energía no suministrada tras incidentes en más de un 75 % respecto de los valores actuales.

A la vista de la información expuesta, el operador del sistema estima que, para poder realizar los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica, es necesario contemplar en el Anexo I la adaptación propuesta.



Los acoplamientos longitudinales de Pinar del Rey se modifican de convencional a blindados (Posterior al informe de la CNMC)

- Adaptación propuesta

Nombre actuación		Acoplamiento longitudinal del binudo Pinar del Rey 220 kV	
Solicitante	Operador del sistema		
Actuación afectada recogida en la planificación vigente ¹	Descripción	Nueva línea 220 kV Pinar del Rey-Pinar del Rey B 1 y 2, con acoplamientos longitudinales de barras en tecnología AIS	
	Posiciones	Convencionales: 2 x 220 kV	
	Año	2018	
Inviabilidad detectada	Los dos interruptores planificados AIS (tecnología convencional) no caben debajo de las barras de Pinar del Rey, por lo que es necesario cambiarlos por interruptores GIS (tecnología blindada)		
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	Nueva línea 220 kV Pinar del Rey-Pinar del Rey B 1 y 2, con acoplamientos longitudinales de barras en tecnología GIS	
	Posiciones	Blindadas: 2 x 220 kV	
	Año	2018	
Variación de coste para el sistema	0,7 M€		
Motivación	Seguridad de suministro		

- Estado en el informe de la CNMC

La necesidad de adaptación de carácter técnico de esta actuación ha surgido tras la solicitud a la CNMC de realizar observaciones a la propuesta de Orden del MITECO realiza en noviembre de 2017. Por este motivo se adjunta en el anexo I un informe justificativo.

- Valoración del operador del sistema

A la vista de la información detallada expuesta, el operador del sistema estima que, para poder realizar los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica, es necesario contemplar en el Anexo I la adaptación propuesta.

¹ Aprobada en julio de 2018 en las modificaciones puntuales de la planificación 2015-2020



Ampliación SE Casaquemada para el TAV (Posterior al informe de la CNMC)

- Adaptación propuesta

Nombre actuación	Ampliación Casaquemada 220 kV	
Solicitante	Operador del sistema	
Actuación afectada recogida en la planificación vigente ²	Descripción	Ampliación Casaquemada 220 kV para el TAV. Anexo II
	Posiciones	Convencionales: 2 x 220 kV
	Año	>2020 (anexo II)
Inviabilidad detectada	La subestación ha sido construida en tecnología blindada, por lo que habría una discrepancia en la planificación al aparecer como tecnología convencional	
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	Ampliación Casaquemada 220 kV para el TAV. Anexo II
	Posiciones	Blindadas: 2 x 220 kV
	Año	>2020 (anexo II de la planificación)
Afección a otros	Viabiliza la conexión del TAV	
Variación de coste para el sistema	0 M€ (anexo II de la planificación)	
Motivación	Alimentación tren de alta velocidad	

- Estado en el informe de la CNMC

La necesidad de adaptación de carácter técnico de esta actuación ha surgido tras la solicitud a la CNMC de realizar observaciones a la propuesta de Orden del MITECO realiza en noviembre de 2017. Por este motivo se adjunta en el anexo I un informe justificativo.

- Valoración del operador del sistema

A la vista de la información detallada expuesta, el operador del sistema estima que, para poder realizar los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica, es necesario contemplar en el Anexo II de la planificación la adaptación propuesta.

² Aprobada en julio de 2018 en el Anexo II de las modificaciones puntuales de la planificación 2015-2020



Asturias

Línea Carrió-Soto 220 kV (Informe CNMC Anexo 3-2.1)

- Adaptación propuesta

Nombre actuación	LÍNEA CARRÍO-SOTO 220 kV	
Solicitante	Operador del sistema	
Actuación afectada recogida en la planificación vigente	Descripción	Compactación de líneas de 400 kV Soto-Robla y Narcea-Soto y de 220 kV Soto-Carrió y Soto-Tabiella
	km	Aéreo: Compactación de 5 km en la llegada a la SE Soto de Ribera
	Año	2017
Inviabilidad detectada	La ubicación prevista para la reactancia en Soto 400 kV ocupa la servidumbre de vuelo de la futura línea Carrió-Soto 220 kV, lo que implicaría que la línea sobrevolase la futura reactancia y esto inviabiliza la compactación de líneas planificada.	
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	Incluir un nuevo tramo soterrado de la línea Carrió-Soto 220 kV a la llegada a la SE Soto 220 kV
	km	Aéreo: Compactación de 5 km en la llegada a la SE Soto de Ribera Soterrado: 370 m (Cu 2.500) en la llegada a Soto 220 kV para la línea Soto-Carrió 220 kV.
	Año	2017
Variación de coste para el sistema	2,3 M€	
Motivación	Resolución de restricciones técnicas	

- Estado en el informe de la CNMC

La CNMC no tiene objeciones a esta adaptación y la considera debidamente justificada y motivada.

- Valoración del operador del sistema

A la vista de la información detallada expuesta, el operador del sistema estima que, para poder realizar los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica, es necesario contemplar en el Anexo I la adaptación propuesta.



Baleares

SE Cala Millor 66 kV (Informe CNMC Anexo 3-1.22)

- Adaptación propuesta

Nombre actuación	SE Cala Millor 66 kV	
Solicitante	Operador del sistema	
Actuación afectada recogida en la planificación vigente	Descripción	Interruptor de acoplamiento para adaptación a Procedimientos de Operación
	Posiciones	Convencional: 1 x 66 kV
	Año	2016
Inviabilidad detectada	La instalación del interruptor de acoplamiento no permitiría dotar a la subestación de plena operatividad como doble barra con acoplamiento sino que requeriría además la instalación de seccionadores en el resto de las posiciones de la subestación	
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	Instalación de seccionadores en todas las posiciones de la subestación para adaptarla a los Procedimientos de Operación
	Posiciones	Blindada: 1 x 66 kV
	Año	2018
Variación de coste para el sistema	0,4 M€	
Motivación	Fiabilidad	

- Estado en el informe de la CNMC

En su informe la CNMC indica que la actuación no debe ser incluida en la Orden por la que se aprueban las adaptaciones de carácter técnico debido a que dicha actuación no puede ser catalogada como singular según lo establecido en el artículo 19.1 del Real Decreto 1047/2013. Asimismo la CNMC también indica que dicha actuación ya está recogida en los planes de inversión sin indicar que es singular y que la caracterización como singular de una instalación dentro de la Planificación indicativa va más allá de recoger como tal su circunstancia dentro del apartado de observaciones.

- Valoración del operador del sistema

Atendiendo a la información aportada por la CNMC, en lo relativo a la singularidad de esta actuación, el OS propone no contemplarla en la Orden por la que se aprueban las adaptaciones de carácter técnico de la Planificación Energética.



Bypass operable en la SE Coliseo 66 kV (Informe CNMC Anexo 3-1.23)

- Adaptación propuesta

Nombre actuación		Bypass operable en la SE Coliseo 66 kV
Solicitante	Operador del sistema	
Actuación afectada recogida en la planificación vigente	Descripción	Bypass operable en Coliseo 66 kV que da lugar al circuito Son Pardo-Nuredduna 66 kV con la desconexión de los circuitos Son Pardo-Coliseo 66 kV y Coliseo-Nuredduna 66 kV
	Posiciones	Blindada: 1 x 66 kV (no especificado en el documento aprobado)
	Año	2018
Inviabilidad detectada	Falta especificar en el campo de observaciones la tecnología del Bypass operable (en los costes de la planificación se ha tenido en cuenta tecnología GIS para esta actuación)	
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	Especificación de utilización de tecnología GIS en el Bypass operable de Coliseo en el campo de observaciones
	Posiciones	Blindada: 1 x 66 kV
	Año	2019
Variación de coste para el sistema	0 M€	
Motivación	Fiabilidad	

- Estado en el informe de la CNMC

La CNMC indica que esta adaptación debe ser matizada recogiendo de forma expresa que el Bypass es en la subestación de Coliseo. De esta forma el desglose a recoger en el Anexo I.2 deberá ser el siguiente: “Bypass operable en Coliseo en tecnología GIS”.

- Valoración del operador del sistema

A la vista de la información detallada expuesta, el operador del sistema estima que, para poder realizar los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica, es necesario contemplar en el Anexo I la adaptación propuesta. Además, de acuerdo con el comentario de la CNMC se incluye en las observaciones con las que se recoge la actuación en el Anexo I.2 de forma explícita que el bypass se realiza en la SE Coliseo.



SE Mesquida. Corrección de la ubicación (Posterior al informe de la CNMC)

Posteriormente al envío de los comentarios solicitados por la CNMC se ha detectado una errata en las tablas correspondientes al anexo I.2 de la planificación vigente. Dicha errata aparece en la ubicación de la reactancia asociada al proyecto de conexión provisional en Mesquida 132 kV del segundo enlace Mallorca-Menorca planificado que debe asignarse a la isla de Mallorca en lugar de a la isla de Ibiza.

- **Valoración del operador del sistema**

A la vista de la información expuesta, el operador del sistema estima que debe corregirse la ubicación de la reactancia asociada al proyecto de conexión provisional en Mesquida 132 kV del segundo enlace Mallorca-Menorca planificado indicando que pertenece a Mallorca.



Interconexión Ibiza-Formentera (Posterior al informe de la CNMC)

- Adaptación propuesta

Nombre actuación	Interconexión Ibiza-Formentera	
Solicitante	Operador del Sistema	
Actuación afectada recogida en la planificación vigente	Descripción	Nuevo enlace submarino entre las islas de Ibiza y Formentera. En campo de comentarios se detalla: enlace submarino de 23 km y cable subterráneo de 9,3 km)
	Año	2018
Inviabilidad detectada	El Consell Insular de Formentera solicita cambios en la ubicación de la SE de Formentera así como adaptación del trazado del proyecto	
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	Nuevo enlace submarino entre las islas de Ibiza y Formentera. En el campo de observaciones se detalla: km pendientes de definición en el proyecto.
	Año	2018
Variación de coste para el sistema	0 M€	
Motivación	Fiabilidad	

- Estado en el informe de la CNMC

La necesidad de adaptación de carácter técnico de esta actuación ha surgido tras la solicitud de la CNMC de realizar observaciones a la propuesta de Orden del MITECO realiza en noviembre de 2017. Por este motivo se adjunta en el anexo I un informe justificativo.

- Valoración del operador del sistema

A la vista de la información detallada expuesta, el operador del sistema estima que, para poder realizar los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica, es necesario contemplar en el Anexo I la adaptación propuesta.



Canarias

Ampliación SE Corralejo 66 kV (Informe CNMC Anexo 3-1.24)

- Adaptación propuesta

Nombre actuación	Ampliación SE Corralejo 66 kV	
Solicitante	Operador del sistema	
Actuación afectada recogida en la planificación vigente *	Descripción	DC La Oliva-Corralejo 66 kV
	Año	2019
Inviabilidad detectada	La puesta en servicio del DC La Oliva-Corralejo 66 kV, tal y como está planificada, no permite garantizar las adecuadas condiciones de seguridad de suministro y de mantenimiento ya que la SE de Corralejo 66kV incumpliría el PO 13 SEIE.	
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	Partición de barra e inclusión de acoplamiento longitudinal de barras en Corralejo 66 kV vinculada a la puesta en servicio del DC La Oliva-Corralejo 66 kV
	Posiciones	Convencionales: 1 x 66 kV
	Año	2019
Variación de coste para el sistema	0,7 M€	
Motivación	Interconexiones entre sistemas insulares	

* No se incluyen detalles de los elementos de la actuación planificada que no sufren ninguna modificación.

- Estado en el informe de la CNMC

La CNMC indica que la necesidad de esta actuación por razones de seguridad resulta adecuada, si bien considera que no se trata de una adaptación de la planificación vigente sino de una nueva actuación. Comenta asimismo que, si finalmente dicha actuación se incluyera como adaptación, debería vincularse con las actuaciones planificadas que la originan e indicarse que la subestación seguiría incumpliendo el PO 13 SEIE.

- Valoración del operador del sistema

La puesta en servicio del DC La Oliva-Corralejo 66 kV requiere de la adaptación de la subestación de Corralejo 66 kV para dar cumplimiento a los requisitos del PO 13 SEIE que permiten garantizar unos niveles de calidad y seguridad del suministro y del mantenimiento adecuados. En efecto, en dicho procedimiento se indica que “la instalación de nuevas posiciones en subestaciones de simple barra” o “el aumento de la criticidad de una subestación de simple barra” implicarán “la transformación de su configuración a una configuración de doble barra u otra de mayor fiabilidad”. Como resulta inviable físicamente acometer el paso a doble barra de la subestación de Corralejo 66 kV, el operador del sistema propone un aumento de la fiabilidad de la subestación mediante la partición de la barra simple y la instalación de un acoplamiento longitudinal.

Puesto que, tal y como se ha expuesto, la adaptación propuesta se ajusta a lo recogido en Ley 24/2013, al ser “necesaria para la realización de los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica”, el OS mantiene la necesidad de incluirla en la propuesta de Orden por la que se aprueban las adaptaciones de carácter técnico; considerando adecuada su vinculación, tal y como indica la CNMC, con la puesta en servicio del doble circuito La Oliva-Corralejo 66 kV.



Sin embargo, con objeto de realizar un ajuste total del coste de las adaptaciones de carácter técnico, y debido a la prioridad que presentan otras actuaciones, el OS considera que, en caso de superarse el coste total admisible, esta actuación debería recogerse en la próxima planificación o adaptación de carácter técnico.



Ampliación SE Matas Blancas 66 kV (Informe CNMC Anexo 3-1.25)

• Adaptación propuesta

Nombre actuación	Ampliación SE Matas Blancas 66 kV	
Solicitante	Operador del sistema	
Actuación afectada recogida en la planificación vigente*	Descripción	Conexión de Matas Blancas 66 kV con Matas Blancas 132 kV
	Año	2017
Inviabilidad detectada	La puesta en servicio en Matas Blancas de los dos transformadores 132/66 kV planificados no permite garantizar las adecuadas condiciones de seguridad de suministro y de mantenimiento ya que la SE de Matas Blancas 66kV incumpliría el PO 13 SEIE.	
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	Partición de barra e inclusión de acoplamiento longitudinal de barras en Matas Blancas 66 kV vinculada a la puesta en servicio de los dos transformadores 132/66 kV en Matas Blancas.
	Posiciones	Convencionales: 1 x 66 kV
	Año	2017
Variación de coste para el sistema	0,7 M€	
Motivación	Seguridad de suministro	

* No se incluyen detalles de los elementos de la actuación planificada que no sufren ninguna modificación.

• Estado en el informe de la CNMC

La CNMC indica que la necesidad de esta actuación por razones de seguridad resulta adecuada, si bien considera que no se trata de una adaptación de la planificación vigente sino de una nueva actuación. Comenta asimismo que, si finalmente dicha actuación se incluyera como adaptación, debería vincularse con las actuaciones planificadas que la originan e indicarse que la subestación seguiría incumpliendo el PO 13 SEIE.

• Valoración del operador del sistema

La puesta en servicio de los dos transformadores de 132/66 kV que permiten conectar los parques de 66 kV y 132 kV de la subestación de Matas Blancas requiere de la adaptación de la subestación de Matas Blancas 66 kV para dar cumplimiento a los requisitos del PO 13 SEIE que permiten garantizar unos niveles de calidad y seguridad del suministro y del mantenimiento adecuados. En efecto, en dicho procedimiento se indica que “la instalación de nuevas posiciones en subestaciones de simple barra” o “el aumento de la criticidad de una subestación de simple barra” implicarán “la transformación de su configuración a una configuración de doble barra u otra de mayor fiabilidad”. Como resulta inviable físicamente acometer el paso a doble barra de la subestación de Matas Blancas 66 kV, el operador del sistema propone un aumento de la fiabilidad de la subestación mediante la partición de la barra simple y la instalación de un acoplamiento longitudinal.

Puesto que, tal y como se ha expuesto, la adaptación propuesta se ajusta a lo recogido en Ley 24/2013, al ser “necesaria para la realización de los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica”, el OS mantiene la necesidad de incluirla en la propuesta de Orden por la que se aprueban las adaptaciones de carácter técnico; considerando adecuada su vinculación, tal y como indica la CNMC, con la puesta en servicio de los dos transformadores 132/66 kV en Matas Blancas.

Sin embargo, con objeto de realizar un ajuste total del coste de las adaptaciones de carácter técnico, y debido a la prioridad que presentan otras actuaciones, el OS considera que, en caso de superarse el

Valoración del operador del sistema sobre el informe de la CNMC relativo a la propuesta de Orden por la que se aprueban las adaptaciones de carácter técnico de la Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020.



coste total admisible, esta actuación debería recogerse en la próxima planificación o adaptación de carácter técnico.



Ampliación SE Gran Tarajal 66 kV (Informe CNMC Anexo 3-1.26)

• Adaptación propuesta

Nombre actuación	Ampliación SE Gran Tarajal 66 kV	
Solicitante	Operador del sistema	
Actuación afectada recogida en la planificación vigente*	Descripción	Conexión de Gran Tarajal 66 kV con Gran Tarajal 132 kV
	Año	2017
Inviabilidad detectada	La puesta en servicio en Gran Tarajal de los dos transformadores 132/66KV planificados no permite garantizar las adecuadas condiciones de seguridad de suministro y de mantenimiento ya que la SE de Gran Tarajal 66kV incumpliría el PO 13 SEIE.	
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	Partición de barra e inclusión de acoplamiento longitudinal de barras en Gran Tarajal 66 kV vinculada a la puesta en servicio de los dos transformadores 132/66 kV en Gran Tarajal.
	Posiciones	Convencionales: 1 x 66 kV
	Año	2017
Variación de coste para el sistema	0,7 M€	
Motivación	Seguridad de suministro	

* No se incluyen detalles de los elementos de la actuación planificada que no sufren ninguna modificación.

• Estado en el informe de la CNMC

La CNMC indica que la necesidad de esta actuación por razones de seguridad resulta adecuada, si bien considera que no se trata de una adaptación de la planificación vigente sino de una nueva actuación. Comenta asimismo que, si finalmente dicha actuación se incluyera como adaptación, debería vincularse con las actuaciones planificadas que la originan e indicarse que la subestación seguiría incumpliendo el PO 13 SEIE.

• Valoración del operador del sistema

La puesta en servicio de los dos transformadores de 132/66 kV que permiten conectar los parques de 66 kV y 132 kV de la subestación de Gran Tarajal requiere de la adaptación de la subestación de Gran Tarajal 66 kV para dar cumplimiento a los requisitos del PO 13 SEIE que permiten garantizar unos niveles de calidad y seguridad del suministro y del mantenimiento adecuados. En efecto, en dicho procedimiento se indica que “la instalación de nuevas posiciones en subestaciones de simple barra” o “el aumento de la criticidad de una subestación de simple barra” implicarán “la transformación de su configuración a una configuración de doble barra u otra de mayor fiabilidad”. Como resulta inviable físicamente acometer el paso a doble barra de la subestación de Gran Tarajal 66 kV, el operador del sistema propone un aumento de la fiabilidad de la subestación mediante la partición de la barra simple y la instalación de un acoplamiento longitudinal.

Puesto que, tal y como se ha expuesto, la adaptación propuesta se ajusta a lo recogido en Ley 24/2013, al ser “necesaria para la realización de los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica”, el OS mantiene la necesidad de incluirla en la propuesta de Orden por la que se aprueban las adaptaciones de carácter técnico; considerando adecuada su vinculación, tal y como indica la CNMC, con la puesta en servicio de los dos transformadores 132/66 kV en Gran Tarajal.

Sin embargo, con objeto de realizar un ajuste total del coste de las adaptaciones de carácter técnico, y debido a la prioridad que presentan otras actuaciones, el OS considera que, en caso de superarse el

Valoración del operador del sistema sobre el informe de la CNMC relativo a la propuesta de Orden por la que se aprueban las adaptaciones de carácter técnico de la Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020.



coste total admisible, esta actuación debería recogerse en la próxima planificación o adaptación de carácter técnico.



Nuevo DC Puerto del Rosario-La Oliva 132 kV (Informe CNMC Anexo 3-1.27)

- Adaptación propuesta

Nombre actuación	DC/ Puerto del Rosario-La Oliva 132 kV	
Solicitante	Operador del sistema	
Actuación afectada recogida en la planificación vigente	Descripción	Nuevo doble circuito Puerto del Rosario-La Oliva 132 kV de 160 MVA
	km	Aéreo: 2 x 25 km (DC); Soterrado: 2 x 1 km (DC). Capacidad invierno y verano: 160 MVA
	Año	2019
Inviabilidad detectada	Debido a características constructivas no es viable alcanzar la capacidad de transporte planificada de 160 MVA	
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	Nuevo doble circuito Puerto del Rosario-La Oliva 132 kV de 150 MVA
	km	Aéreo: 2 x 25 km (DC); Soterrado: 2 x 1 km (DC). Capacidad invierno y verano: 150 MVA
	Año	2019
Variación de coste para el sistema	0 M€	
Motivación	Interconexiones entre sistemas insulares	

- Estado en el informe de la CNMC

La CNMC no tiene objeciones a esta adaptación y la considera debidamente justificada y motivada.

- Valoración del operador del sistema

A la vista de la información expuesta, el operador del sistema estima que, dado que la reducción de la capacidad a la que hace referencia esta adaptación no afecta a la funcionalidad de la actuación planificada y, sin embargo, es necesaria para poder llevar a cabo los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica, es necesario contemplar la adaptación propuesta en el Anexo I de la planificación.



Nuevo DC Arinaga-Bco de Tirajana 66 kV (Informe CNMC Anexo 3-1.28)

- Adaptación propuesta

Nombre actuación	DC/ Arinaga-Bco de Tirajana 66 kV	
Solicitante	Operador del sistema	
Actuación afectada recogida en la planificación vigente	Descripción	Nuevo doble circuito Arinaga-Bco de Tirajana 66 kV de 80 MVA
	km	Soterrado: 2 x 10 km. Capacidad invierno y verano 80 MVA
	Año	2018
Inviabilidad detectada	Debido a características constructivas no es viable alcanzar a capacidad de transporte planificada de 80 MVA	
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	Nuevo doble circuito Arinaga-Bco de Tirajana 66 kV de 74 MVA
	km	Soterrado: 2 x 10 km. Capacidad invierno y verano 74 MVA
	Año	2018
Variación de coste para el sistema	0 M€	
Motivación	Evacuación de generación renovable	

- Estado en el informe de la CNMC

La CNMC no tiene objeciones a esta adaptación y la considera debidamente justificada y motivada.

- Valoración del operador del sistema

A la vista de la información expuesta, el operador del sistema estima que, dado que la reducción de la capacidad a la que hace referencia esta adaptación no afecta a la funcionalidad de la actuación planificada y, sin embargo, es necesaria para poder llevar a cabo los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica, es necesario contemplar la adaptación propuesta en el Anexo I de la planificación.



Ampliación SE Muelle Grande 66 kV (Informe CNMC Anexo 3-1.29)

- Adaptación propuesta

Nombre actuación		Ampliación SE Muelle Grande 66 kV
Solicitante	Operador del sistema	
Actuación afectada recogida en la planificación vigente	Descripción	Ampliación con nueva doble barra con acoplamiento a la que se traslada la posición de la línea a Buenavista
	Posiciones	Convencionales: 3 x 66 kV
	Año	2017
Inviabilidad detectada	Resulta inviable realizar la ampliación en tecnología convencional	
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	Ampliación con nueva doble barra con acoplamiento a la que se traslada la posición de la línea a Buenavista, en tecnología GIS.
	Posiciones	Blindada: 3 x 66 kV
	Año	2017
Afección a otros	El acceso planificado para evacuación de generación renovable en Muelle Grande deberá ser asimismo en tecnología blindada	
Variación de coste para el sistema	0,8 M€	
Motivación	Apoyo a distribución y Evacuación de generación renovable	

- Estado en el informe de la CNMC

En su informe la CNMC indica que la actuación propuesta se encuentra ya en servicio, por lo que se está solicitando una modificación de características técnicas, ex post a la ejecución de la misma. Asimismo, indica que la valoración económica de la adaptación no parece correcta.

- Valoración del operador del sistema

En primer lugar, con respecto a la solicitud de la adaptación con carácter ex post, cabe remitirse a lo indicado en *Comentarios Generales*, al inicio del presente documento, e indicar que en el informe preceptivo previo a las autorizaciones de la ampliación de Muelle Grande 66 kV, la DGPEM informó favorablemente de la misma, con el alcance descrito, considerándola planificada.

Con respecto al cálculo de la variación del coste para el sistema, se ha detectado que efectivamente la propuesta del operador del sistema incluye una errata en la asignación de la variación del sobre coste: en lugar de 0,1 M€ debe indicar 0,8 M€ (según la metodología de cálculo explicada en el apartado de comentarios generales).

A la vista de la información detallada expuesta, el operador del sistema estima que, para poder realizar los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica, es necesario contemplar en el Anexo I la adaptación propuesta; contemplando el ajuste del coste indicado.



Nueva línea El Tablero-Sta Águeda 66 kV cto.2 (Informe CNMC Anexo 3-1.30)

- Adaptación propuesta

Nombre actuación	El Tablero-Sta Águeda 66 kV, cto2	
Solicitante	Operador del sistema	
Actuación afectada recogida en la planificación vigente	Descripción	L/ El Tablero-Sta Águeda 66kV, cto 2
	km	Soterrado: 3 km
	Año	2019
Inviabilidad detectada	Tras la realización del proyecto, se plantea la construcción de la línea mayoritariamente en aéreo y no subterránea	
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	L/ El Tablero-Sta Águeda 66kV, cto 2
	km	Aéreo: 5.5 km Soterrado: 0,5 km
	Año	2019
Variación de coste para el sistema	0,14 M€	
Motivación	Almacenamiento	

- Estado en el informe de la CNMC

La CNMC no tiene objeciones a esta adaptación y la considera debidamente justificada y motivada.

- Valoración del operador del sistema

A la vista de la información expuesta, el operador del sistema estima que, para poder realizar los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica, es necesario contemplar en el Anexo I la adaptación propuesta.

Sin embargo, con objeto de realizar un ajuste total del coste de las adaptaciones de carácter técnico, y debido a la prioridad que presentan otras actuaciones, el OS considera que, en caso de superarse el coste total admisible, esta actuación debería recogerse en la próxima planificación o adaptación de carácter técnico.



Nueva línea San Agustín-El Tablero 66 kV (Informe CNMC Anexo 3-1.31 “El Tablero-Lomo Maspalomas 66 kV cto2”)

- Adaptación propuesta

Nombre actuación		Cambio topología El Tablero-Lomo Maspalomas 66 kV, cto 2
Solicitante	Operador del sistema	
Actuación afectada recogida en la planificación vigente	Descripción	Cambio de topología consistente en el by-pass de las líneas San Agustín-Lomo Maspalomas 66 kV y Lomo Maspalomas-El Tablero 66 kV cto 1 para obtener la línea San Agustín-El Tablero 66 kV de 60 MVA
	Año	2019
Inviabilidad detectada	Resulta inviable la ejecución del bypass utilizando el cto 1 Lomo Maspalomas-El Tablero 66 kV, por lo que se propone realizarlo con el cto 2.	
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	Cambio de topología consistente en el by-pass de las líneas San Agustín-Lomo Maspalomas 66 kV y Lomo Maspalomas-El Tablero 66 kV cto 2 para obtener la línea San Agustín-El Tablero 66 kV de 66MVA
	Año	2019
Variación de coste para el sistema	0 M€	
Motivación	Almacenamiento y Fiabilidad	

- Estado en el informe de la CNMC

La CNMC no tiene objeciones a esta adaptación y la considera debidamente justificada y motivada. Sugiere, sin embargo, que la actuación se recoja con mayor claridad en la planificación para facilitar la comprensión de las actuaciones y quede recogida en las tablas la inviabilidad del bypass originalmente planteado.

- Valoración del operador del sistema

Atendiendo a los comentarios de la CNMC, el operador del sistema propone cambiar la descripción de las actuaciones en las tablas del Anexo 1.3 de la planificación de forma que incluya lo siguiente:

- el cambio topológico consistente en la baja de las líneas San Agustín-Lomo Maspalomas 66 kV y Lomo de Maspalomas-El Tablero 66 kV cto2 para dar lugar a San Agustín-El Tablero 66 kV de 66 MVA
- en comentarios se incluirá que esta adaptación se debe a la inviabilidad de realizar el bypass con el Lomo de Maspalomas-El Tablero 66 kV cto1.

A la vista de la información expuesta, el operador del sistema estima que, para poder realizar los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica, es necesario contemplar en el Anexo I la adaptación propuesta con su nueva redacción.



Enlace Lanzarote-Fuerteventura. Definición de las REAs 132 kV (Informe CNMC Anexo 3-1.32)

• Adaptación propuesta

Nombre actuación		Eliminación Rea 2 en SE La Oliva 132 kV
Solicitante	Operador del sistema	
Actuación afectada recogida en la planificación vigente	Descripción	Reactancias asociadas al enlace Lanzarote-Fuerteventura 132 kV en La Oliva 132 kV: REA1 y REA2
	Posiciones	Blindadas: 3 x 66 kV
	Compensación	2 x 9 Mvar
	Año	2017
Inviabilidad detectada	Tras al definición previa del proyecto del enlace se elimina la necesidad de una de las dos reactancias planificadas	
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	Reactancias asociadas al enlace Lanzarote-Fuerteventura 132 kV en La Oliva 132 kV: REA1
	Posiciones	Blindadas: 1,5 x 66 kV
	Compensación	1 x 9 Mvar
	Año	2017
Afección a otros		
Variación de coste para el sistema	-1,8 M€	
Motivación	Interconexiones entre sistemas insulares	

• Estado en el informe de la CNMC

La CNMC no tiene objeciones a esta adaptación y la considera debidamente justificada y motivada. Sin embargo, encuentra discrepancias entre la estimación económica de la afección de la adaptación realizada por el operador del sistema y la de la propia CNMC, por lo que considera que debe solicitarse un mayor detalle sobre la estimación económica que se está considerando.

• Valoración del operador del sistema

El operador del sistema confirma que el ahorro para el sistema de la adaptación propuesta (eliminación de la REA 2 de 9 Mvar de La Oliva 132 kV) es de 1,8 M€. La estimación económica realizada por la CNMC difiere de la del operador del sistema debido a:

- En primer lugar, la CNMC no ha tenido en cuenta que la subestación de La Oliva 132 kV tiene una configuración de interruptor y medio, por lo que se debe computar una posición y media por reactancia conectada.
- En segundo lugar, tal y como se recoge en el apartado de comentarios generales, la estimación económica asociada a las actuaciones incluidas en la planificación aprobada en octubre de 2015, se ha realizado conforme a la legislación vigente en el momento de aprobación de las mismas.

A la vista de la información expuesta, el operador del sistema estima que, para poder realizar los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica, es necesario contemplar en el Anexo I la adaptación propuesta.



SE Tías. Definición de las REAS de 66 kV (Informe CNMC Anexo 3-1.33)

- Adaptación propuesta

Nombre actuación		Inclusión de REA 4 en SE Tías 66 kV
Solicitante	Operador del sistema	
Actuación afectada recogida en la planificación vigente	Descripción	Reactancias asociadas al DC Macher-Punta Grande 66 kV en Tías 66 kV: REA1, REA2 y REA3
	Posiciones	Blindadas: 4,5 x 66 kV
	Compensación	3 x 6 Mvar
	Año	2016
Inviabilidad detectada	Con el avance en la definición del proyecto se incluye la necesidad de una cuarta reactancia.	
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	Reactancias asociadas al DC Macher-Punta Grande 66 kV en Tías 66 kV: REA1, REA2, REA3 y REA4
	Posiciones	Blindadas: 6 x 66 kV
	Compensación	4 x 6 Mvar
	Año	2016
Variación de coste para el sistema	1,6 M€	
Motivación	Resolución de restricciones técnicas	

- Estado en el informe de la CNMC

La CNMC no tiene objeciones a esta adaptación y la considera debidamente justificada y motivada. Sin embargo, encuentra discrepancias entre la estimación económica de la afección de la adaptación realizada por el operador del sistema y la de la propia CNMC, por lo que considera que debe solicitarse un mayor detalle sobre la estimación económica que se está considerando.

- Valoración del operador del sistema

El operador del sistema confirma que el sobre coste de la adaptación propuesta (inclusión de la REA 4 de 6 Mvar de Tías 66 kV) es de 1,6 M€. La estimación económica realizada por la CNMC difiere de la del operador del sistema debido, principalmente, a que la CNMC no ha tenido en cuenta que la subestación de Tías 66 kV tiene una configuración de interruptor y medio, por lo que se debe computar una posición y media para la conexión de la nueva reactancia.

A la vista de la información expuesta, el operador del sistema estima que, para poder realizar los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica, es necesario contemplar en el Anexo I la adaptación propuesta.

Sin embargo, con objeto de realizar un ajuste total del coste de las adaptaciones de carácter técnico, y debido a la prioridad que presentan otras actuaciones, el OS considera que, en caso de superarse el coste total admisible, esta actuación debería recogerse en la próxima planificación o adaptación de carácter técnico.



Nueva SE El Escobar 66 kV (Informe CNMC Anexo 3-1.34)

- Adaptación propuesta

Nombre actuación		Nueva SE El Escobar 66 kV
Solicitante	Operador del sistema	
Actuación afectada recogida en la planificación vigente	Descripción	Nueva SE El Escobar 66 kV por evacuación de generación renovable condicionada a CTA de accesos GEEC_020_11, GEEC_025_11, GRE_243_14 y GRE_246_14
	Posiciones	Blindadas: 1 x 66 kV (posición de acoplamiento de la nueva SE condicionada a los accesos referidos)
	Año	2018
Inviabilidad detectada	Ante el retraso de la generación renovable de los accesos GEEC_020_11, GEEC_025_11, GRE_243_14 y GRE_246_14, se impide la PES de la SE que, sin embargo, resulta imprescindible para gestionar los flujos de generación renovable de todo el eje de 66 kV norte-sur. Por lo tanto, se propone dividir la actuación en dos: por un lado, la puesta en servicio de la nueva subestación y, por otro, una ampliación posterior condicionada a los mencionados accesos.	
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	Nueva SE El Escobar 66 kV por evacuación de generación renovable no condicionada a accesos
	Posiciones	Blindadas: 1 x 66 kV (posición de acoplamiento de la nueva SE no condicionada a los accesos referidos)
	Año	2018
Afección a otros	Las posiciones de los accesos GEEC_020_11, GEEC_025_11, GRE_243_14 y GRE_246_14 se incluyen como una actuación independiente de ampliación de la SE condicionada a CTA	
Variación de coste para el sistema	0 M€	
Motivación	Evacuación de generación renovable	

- Estado en el informe de la CNMC

La CNMC no tiene objeciones a esta adaptación y la considera debidamente justificada y motivada.

- Valoración del operador del sistema

A la vista de la información expuesta, el operador del sistema estima que, para poder realizar los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica, es necesario contemplar en el Anexo I la adaptación propuesta.



SE Lomo Apolinario 66 kV (Informe CNMC Anexo 3-1.35)

- Adaptación propuesta

Nombre actuación	Ampliación SE Lomo Apolinario 66 kV	
Solicitante	Operador del sistema	
Actuación afectada recogida en la planificación vigente*	Descripción	Nuevo cable Lomo Apolinario-Muelle Grande 66kV
	Año	2019
Inviabilidad detectada	La conexión del cable a la SE de Lomo Apolinario requiere de la adaptación de las barras y cambio de aparamenta	
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	Cambio de embarrados y de aparamenta de la SE de Lomo Apolinario 66 kV
	Año	2019
Variación de coste para el sistema	1 M€	
Motivación	Seguridad de suministro	

* No se incluyen detalles de los elementos de la actuación planificada que no sufren ninguna modificación.

- Estado en el informe de la CNMC

La CNMC considera que la actuación propuesta no es una adaptación de la planificación vigente sino una nueva actuación. Comenta asimismo que “la singularidad de una instalación no es algo que pueda ser determinado únicamente, y como paso inicial, a través del campo de observaciones de los anexos descriptivos de las actuaciones de la planificación indicativa” y que “dicha actuación ha venido recogida en los planes de inversión presentados por REE y en ningún momento se ha señalado ni justificado el carácter singular de la misma.”

- Valoración del operador del sistema

Atendiendo a la información aportada por la CNMC, en lo relativo a la singularidad de esta actuación, el OS propone no contemplarla en la Orden por la que se aprueban las adaptaciones de carácter técnico de la Planificación Energética.



DC Arinaga-El Escobar 66 kV (Posterior al informe de la CNMC)

- Adaptación propuesta

Nombre actuación	DC/ Arinaga-El Escobar 66 kV	
Solicitante	Operador del sistema	
Actuación afectada recogida en la planificación vigente	Descripción	Nuevo doble circuito Arinaga-El Escobar 66 kV de 80 MVA
	km	Aéreo: 2 x 2 km, Soterrado: 2 x 7 km. Capacidad invierno y verano 80 MVA
	Año	2019
Inviabilidad detectada	Debido a características constructivas no es viable alcanzar a capacidad de transporte planificada de 80 MVA	
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	Nuevo doble circuito Arinaga-Bco de Tirajana 66 kV de 67 MVA
	km	Aéreo: 2 x 2 km, Soterrado: 2 x 7 km. Capacidad invierno y verano 67 MVA
	Año	2019
Variación de coste para el sistema	0 M€	
Motivación	Evacuación de generación renovable	

- Estado en el informe de la CNMC

La necesidad de adaptación de carácter técnico de esta actuación ha surgido tras la solicitud a la CNMC de realizar observaciones a la propuesta de Orden del MITECO realiza en noviembre de 2017. Por este motivo se adjunta en el anexo I un informe justificativo.

- Valoración del operador del sistema

A la vista de la información expuesta, el operador del sistema estima que, dado que la reducción de la capacidad a la que hace referencia esta adaptación no afecta a la funcionalidad de la actuación planificada y, sin embargo, es necesaria para poder llevar a cabo los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica, es necesario contemplar la adaptación propuesta en el Anexo I de la planificación.



DC Candelaria-Caletillas 220 kV (Posterior al informe de la CNMC)

- Adaptación propuesta

Nombre actuación	DC/ Candelaria-Caletillas 220 kV	
Solicitante	Operador del sistema	
Actuación afectada recogida en la planificación vigente	Descripción	Nuevo cable de doble circuito Candelaria-Caletillas 220 kV de 500 MVA
	km	Soterrado: 2 x 0,4 km. Capacidad invierno y verano 500 MVA
	Año	2016
Inviabilidad detectada	Debido a características constructivas no es viable alcanzar a capacidad de transporte planificada de 500 MVA	
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	Nuevo cable de doble circuito Candelaria-Caletillas 220 kV de 460 MVA
	km	Soterrado: 2 x 0,4 km. Capacidad invierno y verano 460 MVA
	Año	2016
Variación de coste para el sistema	0 M€	
Motivación	Fiabilidad	

- Estado en el informe de la CNMC

La necesidad de adaptación de carácter técnico de esta actuación ha surgido tras la solicitud a la CNMC de realizar observaciones a la propuesta de Orden del MITECO realiza en noviembre de 2017. Por este motivo se adjunta en el anexo I un informe justificativo.

- Valoración del operador del sistema

A la vista de la información expuesta, el operador del sistema estima que, dado que la reducción de la capacidad a la que hace referencia esta adaptación no afecta a la funcionalidad de la actuación planificada y, sin embargo, es necesaria para poder llevar a cabo los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica, es necesario contemplar la adaptación propuesta en el Anexo I de la planificación.



Castilla y León

Nueva SE Herreros 220 kV (Informe CNMC Anexo 3-1.13)

- Adaptación propuesta

Nombre actuación	Nueva SE Herreros	
Solicitante	Operador del sistema	
Actuación afectada recogida en la planificación vigente	Descripción	Nueva SE Herreros 220 kV para asegurar el suministro de la demanda de la SE Otero 220 kV
	Posiciones	Blindadas: 2 x 220 kV
	Año	2016
Inviabilidad detectada	La nueva SE Herreros 220 kV está recogida como subestación de tecnología blindada, pero el proyecto de la subestación se realizará en terreno rústico, por lo que la subestación debe construirse en convencional para lograr el menor coste posible. Además, al resultar finalmente posible, se incluye una posición de línea a Otero 220 kV para conseguir la fiabilidad necesaria en la alimentación a esta SE y ajustarse a lo recogido en los procedimientos de operación.	
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	Se sustituye la SE de tecnología blindada a convencional y se añade la posición de línea a Otero.
	Posiciones	Convencionales: 3 x 220 kV
	Año	2020
Variación de coste para el sistema	-0,5 M€	
Motivación	Seguridad de suministro y apoyo a distribución	

- Estado en el informe de la CNMC

La CNMC no tiene objeciones a la modificación de la tecnología de la SE y la considera debidamente justificada y motivada. Sin embargo, encuentra discrepancias en la estimación económica de la afección de la adaptación realizada por el operador del sistema y la de la propia CNMC, por lo que considera que debe solicitarse un mayor detalle sobre dicha estimación económica.

Por otra parte, tras la solicitud de la CNMC de realizar observaciones a la propuesta de Orden del MITECO, realizada en noviembre de 2017, se ha analizado la necesidad y viabilidad de incorporar una posición de línea a Otero 220 kV para conseguir la fiabilidad necesaria en la alimentación a esta subestación y ajustarse a lo recogido en los procedimientos de operación.

- Valoración del operador del sistema

El cálculo de la variación del coste para el sistema se realiza computando la actuación inviable con el coste con el que se recoge en la planificación publicada en octubre de 2015 (atendiendo a la legislación del momento), puesto que es este coste el que se utilizó para calcular el valor total de la inversión para el sistema que debe ser inferior al límite de inversión máximo acorde al Real Decreto 24/2013. Por este motivo, la variación del coste de inversión para el sistema no coincide con el cálculo realizado por la CNMC y se debe mantener el presentado por el OS.

A la vista de la información detallada expuesta, el operador del sistema estima que, para poder realizar los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica al menor coste posible y cumpliendo lo recogido en los procedimientos de operación, es necesario contemplar en el Anexo I la adaptación propuesta.

Valoración del operador del sistema sobre el informe de la CNMC relativo a la propuesta de Orden por la que se aprueban las adaptaciones de carácter técnico de la Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020.



Ampliación SE Las Arroyadas 220 kV (Posterior al informe de la CNMC)

- Adaptación propuesta

Nombre actuación		Ampliación SE Las Arroyadas 220 kV
Solicitante	Operador del sistema	
Actuación afectada recogida en la planificación vigente	Descripción	Mallado de Las Arroyadas con Tordesillas para reducir las pérdidas del sistema y atender la demanda de la zona sur de Valladolid capital
	Posiciones	Convencionales: 2 x 220 kV (1 para acceso de generación)
	Año	2018
Inviabilidad detectada	La Planificación contemplaba las posiciones convencionales, sin embargo la subestación es existente de tecnología blindada.	
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	Se sustituye una posición convencional por una blindada
	Posiciones	Blindadas: 2 x 220 kV (1 para acceso de generación)
	Año	2019
Afección a otros	Incremento de coste de la posición para evacuación de generación renovable	
Variación de coste para el sistema	0,2 M€	
Motivación	Fiabilidad y evacuación de generación renovable	

- Estado en el informe de la CNMC

La necesidad de adaptación de carácter técnico de esta actuación ha surgido tras la solicitud de la CNMC de realizar observaciones a la propuesta de Orden del MITECO realiza en noviembre de 2017. Por este motivo se adjunta en el anexo I un informe justificativo.

- Valoración del operador del sistema

A la vista de la información detallada expuesta, el operador del sistema estima que, para poder realizar los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica, es necesario contemplar en el Anexo I la adaptación propuesta.



Ampliación de Villamayor 220 kV (Posterior al informe de la CNMC)

- Adaptación propuesta

Nombre actuación	Ampliación de Villamayor 220 kV	
Solicitante	Operador del sistema	
Actuación afectada recogida en la planificación vigente	Descripción	Subestación de tracción de tren para dar alimentación al futuro eje ferroviario entre Valladolid, Salamanca y Fuentes de Oñoro.
	Posiciones	Convencionales: 1 x 220 kV (1 para acceso ATA)
	Año	2015
Inviabilidad detectada	Se contempla una posición en la SE Villamayor, pero las subestaciones de tracción deben tener dos acometidas, por razones de redundancia y para dar cumplimiento al Reglamento (UE) 1301/2014 de la Comisión sobre las especificaciones técnicas de interoperabilidad del subsistema de energía del sistema ferroviario de la Unión.	
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	Añadir una posición convencional adicional en la ficha del documento de planificación Eje ferroviario TAV-5
	Posiciones	Convencionales: 2 x 220 kV (2 para acceso ATA)
	Año	2015
Afección a otros	ADIF	
Variación de coste para el sistema	0 M€	
Motivación	Alimentación de tren de alta velocidad	

- Estado en el informe de la CNMC

La necesidad de adaptación de carácter técnico de esta actuación ha surgido tras la solicitud de la CNMC de realizar observaciones a la propuesta de Orden del MITECO realiza en noviembre de 2017. Por este motivo se adjunta en el anexo I un informe justificativo.

- Valoración del operador del sistema

A la vista de la información detallada expuesta, el operador del sistema estima que, para poder realizar los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica, es necesario modificar la información recogida en el documento de *Planificación Energética, Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020*, de octubre de 2015, en la ficha Eje ferroviario TAV-5, de forma que se recojan dos posiciones de 220 kV en la tabla resumen de unidades físicas.



Cataluña

Repotenciación L/Llavorsí-La Pobla 220 kV (Informe CNMC Anexo 3-1.7)

- Adaptación propuesta

Nombre actuación	Repotenciación L/Llavorsí-La Pobla 220 kV	
Solicitante	Operador del sistema	
Actuación afectada recogida en la planificación vigente	Descripción	La planificación de la red de transporte vigente recoge la repotenciación de la línea existente Llavorsí - La Pobla, 220 kV, que permite alcanzar una capacidad de 500 MVA en invierno y 410 MVA en verano.
	km	Repotenciación 220 kV: 35 km (invierno: 500 MVA, verano: 410 MVA)
	Año	2019
Inviabilidad detectada	Dado que el conductor existente es un simplex cóndor, no es posible alcanzar la capacidad de transporte planificada.	
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	La repotenciación de la línea Llavorsí – La Pobla 220 kV permitirá alcanzar una capacidad de 427 MVA en invierno y 372 MVA en verano (antes 500/410 MVA).
	km	Repotenciación 220 kV: 35 km (invierno: 472 MVA, verano: 372 MVA)
	Año	2019
Variación de coste para el sistema	0 M€	
Motivación	Seguridad de suministro y conexiones internacionales	

- Estado en el informe de la CNMC

En su informe la CNMC indica que la actuación no debe ser incluida en la Orden por la que se aprueban las adaptaciones de carácter técnico debido a que se solicita una adaptación de características técnicas inferior a la capacidad que actualmente se recoge en el último inventario declarado y retribuido para REE. En la propuesta de adaptaciones de carácter técnico se propone cambiar la capacidad de transporte de 500/410 MVA a 427/372 MVA, mientras que, en el inventario de transporte para las instalaciones puestas en servicio antes del 1 de enero de 2017 remitido por REE se recoge la instalación con una capacidad de transporte de 511 MVA.

- Valoración del operador del sistema

A la vista de la información expuesta, el operador del sistema estima que, dado que la reducción de la capacidad a la que hace referencia esta adaptación no afecta a la funcionalidad de la actuación planificada y, sin embargo, es necesaria para poder llevar a cabo los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica, es necesario contemplar la adaptación propuesta en el Anexo I de la planificación.



Bypass St. Just 220 kV (Informe CNMC Anexo 3-1.8)

- Adaptación propuesta

Nombre actuación		Bypass St. Just 220 kV
Solicitante	Operador del sistema	
Actuación afectada recogida en la planificación vigente	Descripción	La planificación de la red de transporte vigente recoge un bypass operable en St. Just 220 kV de las líneas St. Just-Viladecans 220 kV y St. Just – TCelsa 220 kV. Para construir este bypass se requiere una posición de tecnología convencional y 400 metros de cable.
	Posiciones	Convencionales: 1 x 220 kV
	km	Soterrado: 0,4 km
	Año	2020
Inviabilidad detectada	Dadas las limitaciones de espacio que hay en la actual subestación de St. Just 220 kV, no es posible instalar una nueva posición con tecnología convencional.	
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	La alternativa que se plantea consiste en emplear una posición con tecnología blindada que requiere menos espacio y permite una implantación que admite que las conexiones necesarias se realicen con conductor aéreo convencional en lugar de con 400 metros de cable.
	Posiciones	Blindadas: 1 x 220 kV
	km	Aéreo: 0,4 km
	Año	2019
Variación de coste para el sistema	-1,3 M€	
Motivación	Fiabilidad	

- Estado en el informe de la CNMC

En su informe la CNMC indica que la actuación no debe ser incluida en la Orden por la que se aprueban las adaptaciones de carácter técnico debido a que la reducción de inversión prevista por el OS no es coherente con las previsiones reflejadas en los planes de inversión presentados por REE.

- Valoración del operador del sistema

El cálculo de la variación del coste para el sistema se realiza computando la actuación inviable con el coste con el que se recoge en la planificación publicada en octubre de 2015 (atendiendo a la legislación del momento), puesto que es este coste el que se utilizó para calcular el valor total de la inversión para el sistema que debe ser inferior al límite de inversión máximo acorde al Real Decreto 24/2013. Por este motivo, la variación del coste de inversión para el sistema no coincide con el cálculo realizado por la CNMC y se debe mantener el presentado por el OS. Por otra parte, tras revisar la variación del coste de inversión para el sistema eléctrico el valor se actualiza a -1,3 M€.

A la vista de la información detallada expuesta, el operador del sistema estima que, para poder realizar los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica, es necesario contemplar en el Anexo I la adaptación propuesta.



Modificar los identificadores de circuito de las bajas por cambio de topología del DC Collblanc-Can Jardí B 220 kV (Informe CNMC Anexo 3-1.9)

- Adaptación propuesta

Nombre actuación		Modificar los identificadores de circuito de las bajas por cambio de topología del DC Collblanc-Can Jardí B 220 kV	
Solicitante		Operador del sistema	
Actuación afectada recogida en la planificación vigente	Descripción	El alta por cambio de topología de la línea Desvern-Facultats 220 kV está asociado a la utilización de la línea Collblanc-C.Jardí circuito 2.	
	Año	2020	
Inviabilidad detectada		El alta por cambio de topología de la línea Desvern-Facultats 220 kV debe estar asociado al circuito 1 y no al circuito 2, que ya se ha utilizado para la conexión en 220 kV planificada entre Collblanc y Facultats.	
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	El alta por cambio de topología de la línea Desvern-Facultats 220 kV se asocia a la utilización de la actual línea Collblanc-C.Jardí circuito 1.	
	Año	2020	
Afección a otros			
Variación de coste para el sistema		0 M€	
Motivación		Seguridad de suministro	

- Estado en el informe de la CNMC

La CNMC no tiene objeciones a esta adaptación y la considera debidamente justificada y motivada.

- Valoración del operador del sistema

A la vista de la información detallada expuesta, el operador del sistema estima que, para poder realizar los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica, es necesario contemplar en el Anexo I la adaptación propuesta.



Nueva línea La Farga-Juiá 3 de 220 kV (Informe CNMC Anexo 3-1.10)

- Adaptación propuesta

Inicialmente el OS propuso incorporar como adaptación de carácter técnico la posibilidad de utilizar la infraestructura existente de 132 kV para la ejecución de la nueva línea La Farga-Juiá 3 220 kV. Sin embargo, en los últimos meses se ha avanzado en los análisis y se ha encontrado una alternativa para la ejecución de esta línea que no requiere la utilización de activos de la red de 132 kV. Por tanto, se retira esta adaptación de carácter técnico.

Como consecuencia ya no resulta necesario el apoyo desde la SE La Farga 220 kV a la red de 132 kV y, por lo tanto, se propone la siguiente adaptación de la planificación.

Nombre actuación	Nueva línea La Farga-Juiá 3 220 kV	
Solicitante	Operador del sistema	
Actuación afectada recogida en la planificación vigente	Descripción	Una posición en La Farga 220 kV para ApD (220/132 kV) por posible utilización de la red de 132 kV de la zona para el desarrollo de la red de transporte
	Posiciones	Blindada: 1 x 220 kV
	Año	2016
Inviabilidad detectada	En los últimos meses se ha avanzado en los análisis para la conseguir la implantación de la línea Juiá-La Farga 220 kV y se ha encontrado una alternativa para la ejecución de esta línea que no requiere la utilización de activos de la red de 132 kV, por lo tanto, no es necesaria la actuación planificada para la transformación 220/132 kV.	
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	Se elimina la ampliación para ApD
	Posiciones	---
	Año	---
Variación de coste para el sistema	-1,4 M€	
Motivación	Seguridad de suministro	

- Estado en el informe de la CNMC

La modificación de la adaptación de carácter técnico de esta actuación ha surgido tras la solicitud de la CNMC de realizar observaciones a la propuesta de Orden del MITECO realiza en noviembre de 2017.

- Valoración del operador del sistema

A la vista de la información detallada expuesta, el operador del sistema estima que, para poder realizar los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica, es necesario contemplar en el Anexo I la adaptación propuesta.



Eje Mangraners-Begues-Viladecans 220 kV (Informe CNMC Anexo 3-1.11)

• Adaptación propuesta

Nombre actuación	Doble circuito a 220 kV entre Mangraners y Begues/Viladecans 220 kV	
Solicitante	Operador del sistema	
Actuación afectada recogida en la planificación vigente	Descripción	Construcción de un nuevo doble circuito en 220 kV entre Lérida y Barcelona (Mangraners-Begues/Viladecans) Para hacer este nuevo doble circuito se aprovecha la traza del simple circuito actual y parte de las actuales entradas y salidas a las subestaciones mencionadas
	Año	2018
Inviabilidad detectada	La forma en la que está recogida esta actuación en la planificación en vigor, en los registros correspondientes de la hoja Excel del Anexo I, que también recoge topologías transitorias previas a la topología final, puede inducir a errores de interpretación en cuanto al alcance de la actuación.	
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	Para evitar errores de interpretación en cuanto al alcance de esta actuación, se propone sustituir los registros actuales del Anexo I asociados a esta actuación por otros que explican de forma más clara la actuación planificada. Igualmente, se eliminan los registros asociados a topologías transitorias. Por otra parte, se ajustan las longitudes de cada tramo y se elimina el cable Cu 2500 mm ² que inicialmente era necesario en el tramo entre Montblanc y Begues. A nivel de coste estas dos acciones quedan compensadas. En el campo de observaciones se añaden nuevos comentarios para aclarar el alcance del proyecto.
	km	Variación de km del eje respecto de la planificación vigente: - Aéreo: 2 x 4,5 km (DC) - Soterrado: - 0,1 km (Cu 2.500)
	Año	2020
Variación de coste para el sistema	0 M€	
Motivación	Resolución de restricciones técnicas	

• Estado en el informe de la CNMC

En su informe la CNMC indica que la actuación no debe ser incluida en la Orden por la que se aprueban las adaptaciones de carácter técnico debido a que no queda claro en el informe del OS aquello que se pretende mejorar si se toma de partida el documento de planificación en vigor. Por otra parte, la Generalitat de Cataluña no considera justificado el retraso de en la actuación de 2018 a 2020.

• Valoración del operador del sistema

Para hacer este nuevo doble circuito se aprovecha la traza del simple circuito actual y parte de las actuales entradas y salidas a las subestaciones que se realizan desde el circuito existente entre las subestaciones de Mangraners y Viladecans.

Por otra parte, como consecuencia de ajustes en los trazados a emplear, se modifica por una parte la longitud de algunos tramos aéreos – el saldo resultante es un incremento de la longitud total del nuevo eje en 4,5 km de doble circuito – y por otra parte se elimina la necesidad de emplear cable en la llegada a Begues – 0,1 km de Cu 2.500 - . A nivel de coste estas dos acciones quedan compensadas.

Debido a la complejidad de esta actuación y con objeto de dejar más claro el alcance del proyecto, el operador del sistema propone como adaptación la sustitución de los registros actuales del Anexo I, la

Valoración del operador del sistema sobre el informe de la CNMC relativo a la propuesta de Orden por la que se aprueban las adaptaciones de carácter técnico de la Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020.



incorporación en el campo de observaciones de nuevos comentarios para facilitar la comprensión de la actuación y la eliminación de aquellos registros asociados a topologías transitorias que dificultan el entendimiento de la actuación.

A la vista de la información detallada expuesta, el operador del sistema estima que, para poder realizar los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica, es necesario contemplar en el Anexo I de la planificación la adaptación propuesta.



Línea Besós Nuevo-Gramanet 3 220 kV (Informe CNMC Anexo 3-1.12)

- Adaptación propuesta

Nombre actuación	Besós Nuevo –Gramanet 3 220 kV	
Solicitante	Operador del sistema	
Actuación afectada recogida en la planificación vigente	Descripción	Construcción de la línea en cable Besós Nuevo – Gramanet 3 220 kV. Esta nueva línea tiene prevista una capacidad de transporte térmica de 450 MVA en invierno y en verano. En su construcción se prevé emplear cable con una sección Cu 2000 mm ² .
	km	Soterrado: 6 km
	Año	2017
Inviabilidad detectada	En el proyecto de la línea se ha identificado la necesidad de realizar perforaciones dirigidas en distintos cruces, con una longitud total de 2 km y una profundidad máxima de 20 m, que hace que no se pueda alcanzar la capacidad de transporte requerida.	
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	Para poder alcanzar la capacidad de transporte térmica requerida de 450 MVA, es preciso emplear 2 km de cable Cu 2500 mm ² en la construcción de este eje.
	km	Soterrado: 6 km (2 km en Cu 2.500mm ²)
	Año	2017
Variación de coste para el sistema	1,1 M€	
Motivación	Seguridad de suministro	

- Estado en el informe de la CNMC

En su informe la CNMC indica que la actuación no debe ser incluida en la Orden por la que se aprueban las adaptaciones de carácter técnico debido a la incoherencia con los planes de inversión presentados por REE en los periodos 2017-2019, 2018-2020 y 2019-2021. En estos planes la línea tiene una longitud de 5,84 km y en toda su longitud se plantea con Cu 2.500 mm². Por otra parte, la comisión considera que un incremento de 1,1 M€ es elevado.

La Generalitat de Catalunya no considera justificados los cambios de sección del conductor a lo largo del cable, por tanto, considera necesario unificar la sección de los conductores que conforman el circuito.

- Valoración del operador del sistema

Respecto a la variación de coste, el cálculo de ésta para el sistema se realiza computando la actuación inviable con el coste con el que se recogió en la planificación publicada en octubre de 2015 (atendiendo a la legislación del momento), puesto que es este coste el que se utilizó para calcular el valor total de la inversión para el sistema que debe ser inferior al límite de inversión máximo acorde al Real Decreto 24/2013. Por este motivo, la variación del coste de inversión para el sistema no coincide con el cálculo realizado por la CNMC y se debe mantener el presentado por el OS.

La Generalitat en su comentario no indica las razones por las cuales cree necesario unificar la sección del conductor en este circuito y tampoco especifica si propone que la sección sea de 2.000 mm² o de 2.500 mm². Por su lado, el operador del sistema expone que los cambios de sección propuestos no afectan a la fiabilidad del eje planificado y, sin embargo, la propuesta resulta ser la solución de mínimo coste que preserva la funcionalidad requerida para la actuación planificada.

Valoración del operador del sistema sobre el informe de la CNMC relativo a la propuesta de Orden por la que se aprueban las adaptaciones de carácter técnico de la Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020.



A la vista de la información detallada expuesta, el operador del sistema estima que, para poder realizar los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica, es necesario contemplar en el Anexo I de la planificación la adaptación propuesta.



Bypass de Trinitat 220 kV (Informe CNMC 2.2)

- Adaptación propuesta

Nombre actuación		Bypass de Trinitat 220 kV
Solicitante	Operador del sistema	
Actuación afectada recogida en la planificación vigente	Descripción	La planificación en vigor indica que para la construcción del bypass en Trinitat 220 kV se precisa de una posición adicional, sin especificar su tecnología, y 400 metros de cable.
	km	Soterrado: 0,4 km
	Año	2020
Inviabilidad detectada	Puesto que la SE Trinitat 220 kV está construida con tecnología GIS, se requiere especificar que la tecnología de la posición adicional requerida para construir el bypass es GIS. Por otra parte, se ha actualizado la longitud requerida de cable que se requiere para el conexionado, que se evalúa en 250 metros.	
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	Se especifica que la tecnología de la posición adicional requerida para construir el bypass es GIS y se actualiza la longitud requerida de cable que se requiere para el conexionado, que se evalúa en 250 metros.
	km	Soterrado: 0,25 km
	Año	2019
Variación de coste para el sistema	-0.7 M€	
Motivación	Fiabilidad	

- Estado en el informe de la CNMC

En su informe la CNMC indica que es necesario una aclaración de la longitud de la actuación debido a que en el plan de inversiones para el periodo 2019-2021 presentado por REE la longitud del cable es 0,1 km en lugar de 0,25 km.

- Valoración del operador del sistema

A la vista de la información detallada expuesta, el operador del sistema estima que, para poder realizar los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica, es necesario contemplar en el Anexo I la adaptación propuesta.



Conexiones de Transbadalona 220 kV (Informe CNMC Anexo 3-2.3)

- Adaptación propuesta

Nombre actuación	Conexiones de Transbadalona 220 kV	
Solicitante	Operador del sistema	
Actuación afectada recogida en la planificación vigente	Descripción	La capacidad de transporte de cada uno de los dos cables previstos entre Transbadalona y Badalona es de 560 MVA, y que la de los dos cables previstos entre Transbadalona y Besós Nuevo es de 540 MVA.
	Año	2020
Inviabilidad detectada	Es necesaria una agrupación de los cables que llegan a la SE Transbadalona que supone reducción de la capacidad e incremento de la longitud de estos cables.	
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	La capacidad de transporte de los cables entre Transbadalona y Badalona pasa a ser de 485 MVA, mientras que los cables entre Transbadalona y Besós Nuevo pasa a ser de 529 MVA. En las conexiones entre Transbadalona y Besos Nuevo es necesario emplear 0,625 km de cable Cu 2500 mm ² en la llegada a Transbadalona para maximizar la capacidad de estos ejes.
	km	Soterrado: 0.4 km (Cu 2.500) y 0.25 km (Cu 2.500)
	Año	2020
Variación de coste para el sistema	4,3 M€	
Motivación	Fiabilidad	

- Estado en el informe de la CNMC

En su informe la CNMC indica que la actuación no debe ser incluida en la Orden por la que se aprueban las adaptaciones de carácter técnico debido a que es necesario justificar con más detalle la estimación económica.

- Valoración del operador del sistema

El informe relativo a esta actuación, no detallaba que para que los dos circuitos previstos entre Transbadalona y Besós Nuevo alcancen la capacidad de transporte requerida por el sistema era preciso incorporar dos tramos de cable Cu 2.500 mm² de 0,4 km y 0,25 km. Estos tramos de cable suponen una variación de coste para el sistema de 4,3 M€.

A la vista de la información expuesta, el operador del sistema estima que, dado que la reducción de la capacidad a la que hace referencia esta adaptación no afecta a la funcionalidad de la actuación planificada y, sin embargo, es necesaria para poder llevar a cabo los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica, es necesario contemplar la adaptación propuesta en el Anexo I de la planificación.



Bypass de Viladecans 220 kV (Informe CNMC Anexo 3-2.4)

- Adaptación propuesta

Nombre actuación	Binudo de Viladecans 220 kV (por error se denominó Bypass de Viladecans)	
Solicitante	Operador del sistema	
Actuación afectada recogida en la planificación vigente	Descripción	Las dos posiciones para el acoplamiento longitudinal de barras son de tecnología convencional.
	Posiciones	Convencionales: 2 x 220 kV
	Año	2018
Inviabilidad detectada	Debido a la escasez de espacio existente dentro de la subestación, no es posible emplear tecnología convencional en las dos posiciones longitudinales	
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	Emplear tecnología blindada en las dos posiciones longitudinales.
	Posiciones	Blindadas: 2 x 220 kV
	Año	2018
Variación de coste para el sistema	0,4 M€	
Motivación	Seguridad de suministro	

- Estado en el informe de la CNMC

En su informe la CNMC indica que la actuación no debe ser incluida en la Orden por la que se aprueban las adaptaciones de carácter técnico debido a que se encontraba incluida en el plan de inversión presentado por REE 2018-2020 con fecha de puesta en servicio 2019, pero no se encuentra en el plan de inversión 2019-2021. Por otra parte, la CNMC ve necesario aclarar la estimación económica.

- Valoración del operador del sistema

El cálculo de la variación del coste para el sistema se realiza computando la actuación inviable con el coste con el que se recoge en la planificación publicada en octubre de 2015 (atendiendo a la legislación del momento), puesto que es este coste el que se utilizó para calcular el valor total de la inversión para el sistema que debe ser inferior al límite de inversión máximo acorde al Real Decreto 24/2013. Por este motivo, la variación del coste de inversión para el sistema no coincide con el cálculo realizado por la CNMC y se debe mantener el presentado por el OS.

A la vista de la información detallada expuesta, el operador del sistema estima que, para poder realizar los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica, es necesario contemplar en el Anexo I la adaptación propuesta.



Modificar la ampliación de Gramanet 220 kV por traslado de Santa Coloma 220 kV (Posterior al informe de la CNMC)

- Adaptación propuesta

Nombre actuación		Modificación de la ampliación de Gramanet 220 kV
Solicitante	Operador del sistema	
Actuación afectada recogida en la planificación vigente	Descripción	Ampliación de la subestación Gramanet A (sin especificar las líneas que procedentes de Santa Coloma 220 kV se trasladan a Gramanet A 220 kV).
	Año	2018
Inviabilidad detectada	No se especifican las líneas que conectadas a Santa Coloma 220 kV se trasladan a Gramanet A 220 kV.	
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	Incluir en observaciones del Anexo I en subestaciones, que en Gramanet A se conectan las líneas procedentes de Besos Nuevo 1 y Trinitat 1
	Año	2018
Variación de coste para el sistema	0 M€	
Motivación	Seguridad de suministro	

- Estado en el informe de la CNMC

La necesidad de adaptación de carácter técnico de esta actuación ha surgido tras la solicitud a la CNMC de realizar observaciones a la propuesta de Orden del MITECO realiza en noviembre de 2017. Por este motivo se adjunta en el anexo I un informe justificativo.

- Valoración del operador del sistema

A la vista de la información detallada expuesta, el operador del sistema estima que, para poder realizar los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica, es necesario contemplar en el Anexo I la adaptación propuesta.



Comunidad Valenciana

Nueva SE Castalla 220 kV (Informe CNMC Anexo 3-1.14)

- Adaptación propuesta

Nombre actuación	Nueva SE Castalla 220 kV	
Solicitante	Operador del sistema	
Actuación afectada recogida en la planificación vigente	Descripción	Nueva SE Castalla 220 kV (blindada) y su entrada/salida a través de tramo subterráneo en la línea Benejama-Novelda 1 220 kV
	Posiciones	Blindadas: 4 x 220 kV (1 para acceso de distribución)
	km	Soterrado: 2 x 3,3 km (DC)
	Año	2018
Inviabilidad detectada	El emplazamiento para esta subestación se ha modificado del inicialmente previsto, pasando a estar ubicado en terrenos rústicos.	
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	Nueva SE Castalla 220 kV (convencional) y su entrada/salida en la línea Benejama-Novelda 1 220 kV (tramo aéreo)
	Posiciones	Convencionales: 4 x 220 kV (1 para acceso de distribución)
	km	Aéreo: 2 x 4 km (DC)
	Año	2018
Variación de coste para el sistema	- 13,6 M€	
Motivación	Apoyo a distribución	

- Estado en el informe de la CNMC

En su informe la CNMC indica que la actuación no debe ser incluida en la Orden por la que se aprueban las adaptaciones de carácter técnico hasta la justificación de la variación de costes, debido a las diferencias detectadas con respecto a los planes de inversión.

- Valoración del operador del sistema

El cálculo de la variación del coste para el sistema se realiza computando la actuación inviable con el coste con el que se recogió en la planificación publicada en octubre de 2015 (atendiendo a la legislación del momento), puesto que es este coste el que se utilizó para calcular el valor total de la inversión para el sistema que debe ser inferior al límite de inversión máximo acorde al Real Decreto 24/2013. Por este motivo, la variación del coste de inversión para el sistema no coincide con el cálculo realizado por la CNMC y se debe mantener el presentado por el OS.

A la vista de la información detallada expuesta, el operador del sistema estima que, para poder realizar los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica, es necesario contemplar en el Anexo I la adaptación propuesta.



SE Torremendo Norte 220 kV y Torremendo Sur 220 kV (Informe CNMC Anexo 3-1.20)

- Adaptación propuesta

Nombre actuación	Nueva SE Torremendo Norte 220 kV y SE Torremendo Sur 220 kV (binudo)	
Solicitante	Operador del sistema	
Actuación afectada recogida en la planificación vigente	Descripción	Nueva SE Torremendo Norte 220 kV y Torremendo Sur 220 kV (binudo con tecnología blindada)
	Posiciones	Blindadas: 2 x 220 kV
	Año	2016
Inviabilidad detectada	En la parcela de la SE no es posible implantar un nuevo parque de 220 kV en tecnología blindada	
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	Dos posiciones convencionales de conexión diferenciándose el punto de conexión de Torremendo Norte 220 kV y de Torremendo Sur 220 kV
	Posiciones	Convencionales: 2 x 220 kV
	Año	2016
Variación de coste para el sistema	- 1,3 M€	
Motivación	Apoyo a distribución	

- Estado en el informe de la CNMC

En su informe la CNMC indica que resulta preciso aclarar la información recogida en la propuesta de la Orden en cuanto a tamaño de la subestación y variación en el coste respecto de lo planificado. Asimismo, considera que se solicita una adaptación sobre una instalación ya puesta en servicio.

- Valoración del operador del sistema

Con respecto al comentario de la CNMC en relación con el hecho de que la instalación esté ejecutada y/o puesta en servicio, nos remitimos a lo indicado en *Comentarios Generales*, al inicio del presente documento.

En relación a la justificación técnica, cabe señalar que, debido a los problemas de espacio, resulta inviable la implantación de una subestación de doble barra tanto en tecnología convencional como en la más compacta blindada (que es la solución que se planificó). Teniendo en cuenta esto y ante la necesidad de apoyar la red de 220 kV existente entre Fausita y Saladas, se plantea como alternativa la conexión directa desde la transformación instalada en Torremendo 400/220 kV a la subestación de San Miguel de Salinas 220 kV. Es decir, no se propone el desarrollo de una subestación completa de doble barra en Torremendo 220 kV, sino la puesta en servicio de dos nuevas posiciones, cada una asociada a uno de los transformadores con objeto de conectar con cada uno de los circuitos San Miguel de Salinas 220 kV.

El cálculo de la variación del coste para el sistema se realiza computando la actuación inviable con el coste con el que se recogió en la planificación publicada en octubre de 2015 (atendiendo a la legislación del momento), puesto que es este coste el que se utilizó para calcular el valor total de la inversión para el sistema que debe ser inferior al límite de inversión máximo acorde al Real Decreto 24/2013. Por este motivo, la variación del coste de inversión para el sistema no coincide con el cálculo realizado por la CNMC y se debe mantener el presentado por el OS.



A la vista de la información detallada expuesta, el operador del sistema estima que, para poder realizar los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica, es necesario contemplar en el Anexo I la adaptación propuesta.



Doble circuito SM Salinas-Torre vieja 220 kV (Informe CNMC Anexo 3-2.5)

- Adaptación propuesta

Nombre actuación	Doble circuito San Miguel de Salinas-Torrevieja 220 kV	
Solicitante	Operador del sistema	
Actuación afectada recogida en la planificación vigente	Descripción	Doble circuito San Miguel de Salinas-Torrevieja 220 kV con capacidad de 450 MVA por circuito
	Año	2016
Inviabilidad detectada	Por condicionado del Ministerio de Fomento se prevé una perforación por hinca horizontal con tubo metálico para salvar la autopista AP-7 que modifica la capacidad de transporte planificada (de 450 a 370 MVA en invierno y verano)	
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	Doble circuito San Miguel de Salinas-Torrevieja 220 kV con capacidad de 370 MVA por circuito en invierno y verano
	Año	2016
Variación de coste para el sistema	0 M€	
Motivación	Apoyo a distribución	

- Estado en el informe de la CNMC

La CNMC no tiene objeciones a esta adaptación y la considera debidamente justificada y motivada.

- Valoración del operador del sistema

A la vista de la información expuesta, el operador del sistema estima que, dado que la reducción de la capacidad a la que hace referencia esta adaptación no afecta a la funcionalidad de la actuación planificada y, sin embargo, es necesaria para poder llevar a cabo los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica, es necesario contemplar la adaptación propuesta en el Anexo I de la planificación.



Nueva SE Elda 220 kV (Informe de la CNMC a la Modificación de Aspectos Puntuales, apartado 4.5.1.h)

- Adaptación propuesta

Nombre actuación	Nueva SE Elda 220 kV. Modificación de la unidad de transformación planificada 220/66 kV de 100 a 125 MVA.	
Solicitante	Operador del sistema	
Actuación afectada recogida en la planificación vigente	Descripción	Unidad de transformación planificada 220/66 kV de 100 MVA en la subestación de Elda 220 kV
	Año	2017
Inviabilidad detectada	Según el distribuidor, la procedencia de este transformador era de la SE Petrel 220 kV pero esta opción se ha descartado al producirse una avería en uno de los dos transformadores de dicha subestación, por lo que resulta necesario mantener los dos transformadores. Por tanto, se precisa instalar otro transformador de 220/66 kV en Elda y el valor normalizado de Iberdrola Distribución es de 125 MVA.	
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	Unidad de transformación planificada 220/66 kV de 125 MVA en la subestación de Elda 220 kV
	Año	2017
Variación de coste para el sistema	0 M€	
Motivación	Apoyo a distribución	

- Estado en el informe de la CNMC

La necesidad de adaptación de carácter técnico de esta actuación fue informada por la CNMC dentro de su informe al Acuerdo por el que se emite Informe sobre propuesta de Acuerdo de Consejo de Ministros para la Modificación de aspectos puntuales de la Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020.

En dicho informe la CNMC indica que esta propuesta se debería abordar dentro de la actualización de la planificación vigente.

- Valoración del operador del sistema

A la vista de la información detallada expuesta, el operador del sistema estima que, para poder realizar los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica, es necesario contemplar la adaptación propuesta en el documento de *Planificación Energética, Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020*, de octubre de 2015, mediante la modificación de la tabla 3.60 Actuaciones incluidas en el periodo 2014-2020 (motivación ApD).



Ampliación SE Santa Pola 220 kV (Informe CNMC Anexo 3-2.9)

- Adaptación propuesta

Nombre actuación	Ampliación SE Santa Pola 220 kV. Modificación de la unidad de transformación planificada 220/66 kV a 100 MVA.	
Solicitante	Iberdrola Distribución	
Actuación afectada recogida en la planificación vigente	Descripción	Ampliación de una posición para una unidad de transformación 220/66 kV de 1 MVA en la subestación de Santa Pola 220 kV
	Año	2020
Inviabilidad detectada	Según el distribuidor, hay un error tipográfico en la unidad de transformación planificada 220/66 kV en Santa Pola, donde pone 1 debería poner 125 MVA	
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	Ampliación de una posición para una unidad de transformación 220/66 kV de 125 MVA en la subestación de Santa Pola 220 kV
	Año	2020
Variación de coste para el sistema	0 M€	
Motivación	Apoyo a distribución	

- Estado en el informe de la CNMC

La CNMC no tiene objeciones a esta adaptación y la considera debidamente justificada y motivada.

Posteriormente a la comunicación de Iberdrola Distribución a la CNMC, este distribuidor indica que la capacidad del transformador no es de 100 MVA, como indicaba en sus comentarios a la CNMC, sino de 125 MVA.

- Valoración del operador del sistema

A la vista de la información detallada expuesta, el operador del sistema estima que, para poder realizar los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica, es necesario contemplar la adaptación propuesta en el documento de *Planificación Energética, Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctricas 2015-2020*, de octubre de 2015, mediante la modificación de la tabla 3.60 Actuaciones incluidas en el periodo 2014-2020 (motivación ApD).



Modificación de la línea Ayora-Cofrentes 400 kV (Informe CNMC Anexo 3-2.8)

- Adaptación propuesta

Nombre actuación	Modificación de la línea aérea Ayora-Cofrentes de doble circuito de 400 kV con uno instalado por una línea aérea Ayora-Cofrentes de doble circuito de 400 kV con dos instalados, con nueva capacidad de transporte y el desmantelamiento de la línea actual	
Solicitante	Transportista	
Actuación afectada recogida en la planificación vigente	Descripción	Doble circuito con uno instalado Ayora-Cofrentes 400 kV con capacidad de transporte 1250/1100 MVA (invierno/verano)
	km	Aéreo: 1 x 20 km (simple circuito preparado para doble circuito)
	Año	2016
Inviabilidad detectada	Planificación no adaptada a su estado de tramitación: como DC con los dos instalados, de 400 kV, de 20 km de longitud, con capacidad de transporte 2334/2030 MVA (invierno/verano) y desmantelamiento de línea actual	
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	Doble circuito Ayora-Cofrentes 400 kV con capacidad de transporte 2334/2030 MVA (invierno/verano) y desmantelamiento de línea actual.
	km	Aéreo: 2 x 20 km (doble circuito)
	Año	2019
Variación de coste para el sistema	3,4 M€ *	
Motivación	Resolución de restricciones técnicas	

* No incluye el coste del desmantelamiento ni de la compensación por la parte de la retribución que se deja de percibir asociada a las instalaciones que se dan de baja

- Estado en el informe de la CNMC

La CNMC no tiene objeciones a esta adaptación y la considera debidamente justificada y motivada.

- Valoración del operador del sistema

A la vista de la información detallada expuesta, el operador del sistema estima que, para poder realizar los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica, es necesario contemplar en el Anexo I de la planificación la adaptación propuesta.



Extremadura

Transformador de reserva, unidad monofásica de 200 MVA. En Arañuelo 400 kV (Informe CNMC Anexo 3-1.15)

- Adaptación propuesta

Nombre actuación	Arañuelo 400/220 kV. Transformador de reserva, unidad monofásica de 200 MVA.	
Solicitante	Operador del sistema	
Actuación afectada recogida en la planificación vigente	Descripción	Almaraz C.N. 400/220/132 kV. Transformador de reserva, unidad trifásica de 500/350 MVA
	Posiciones	Convencionales: 0 (en reserva)
	Transformación	400/220/132 kV, 500/350 MVA
	Año	2014
Inviabilidad detectada	No es posible maniobrar las grúas en el espacio destinado a la máquina dentro del recinto de la central nuclear de Almaraz, por estar muy limitado.	
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	Arañuelo 400/220 kV. Transformador de reserva, unidad monofásica de 200 MVA.
	Posiciones	Convencionales: 0 (en reserva)
	Transformación	400/220 kV, 200 MVA
	Año	2019
Variación de coste para el sistema	-2,8 M€	
Motivación	Fiabilidad	

- Estado en el informe de la CNMC

La CNMC considera que hay que justificar que no corresponde a uno de los trafos de 200 MVA que se recogen en la planificación y también revisar las tablas anexo I ya que no se recoge bien el trazo en Arañuelo.

- Valoración del operador del sistema

La unidad de transformación es adicional a las que en la planificación se consideran como unidades móviles, esta se llevará a la subestación de Arañuelo. Además, se revisan las tablas del Anexo I tal y como indica la CNMC.

A la vista de la información detallada expuesta, el operador del sistema estima que, para poder realizar los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica, es necesario contemplar en el Anexo I la adaptación propuesta una vez incluida la revisión indicada por la CNMC.



Trujillo-Los Arenales 220 kV. Ampliación de la SE Los Arenales 220 kV (Informe CNMC Anexo 3-1.16)

• Adaptación propuesta

Nombre actuación	Trujillo-Los Arenales 220 kV y ampliación de la SE Los Arenales 220 kV	
Solicitante	Operador del sistema	
Actuación afectada recogida en la planificación vigente	Descripción	Nueva línea-cable Trujillo-Los Arenales 220 kV con Nueva subestación Los Arenales 220 kV
	Posiciones	Convencionales: 1 x 220 kV Blindadas: 1 x 220 kV (ya puesta en servicio)
	km	Aéreo: 52 km Soterrado: 6,5 km
	Año	2018
Inviabilidad detectada	Inviabilidad de la actuación planificada por no encontrarse un trazado factible. Se plantea como alternativa la utilización del trazado actual de la línea de 132kV Cáceres-Trujillo dando apoyo a la red de 132kV mediante una ampliación en Los Arenales 220kV.	
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)*	Descripción	Nueva línea-cable Trujillo-Los Arenales 220 kV utilizando la traza de Cáceres-Trujillo 132 kV con una Nueva subestación Los Arenales 220 kV y una nueva Ampliación Los Arenales 220 kV.
	Posiciones	Convencionales: 2 x 220 kV Blindadas: 1 x 220 kV (ya puesta en servicio en Trujillo 220 kV)
	km	Aéreo: 47,4 km Soterrado: 4,4 km
	Año	2018
Afección a otros	Afecta a Iberdrola Distribución por un acceso nuevo en Los Arenales 220 kV, y la utilización de la traza de la línea Cáceres-Trujillo 132 kV	
Variación de coste para el sistema	-4,5 M€	
Motivación	Resolución de restricciones técnicas, Conexiones internacionales (incremento de capacidad de intercambio) y Apoyo a distribución	

* Se incluyen las siguientes observaciones en el anexo I:

- Línea Trujillo-Los Arenales 220 kV: Para la construcción se utiliza la traza de Cáceres-Trujillo 132 kV
- Línea Cáceres-Los Arenales 220 kV: En Cáceres 220 kV se utiliza la posición del transformador 220/132 kV liberada por Iberdrola Distribución.
- Ampliación de Los Arenales 220 kV: Con su PES se dará de baja Cáceres-Trujillo 132 kV y el transformador Cáceres 220/132 kV

• Estado en el informe de la CNMC

La CNMC la considera debidamente justificada y motivada incorporando las siguientes observaciones:

- Debe recogerse que para la conexión de la línea se utilizará la posición del trafo de IB.
- Debe recogerse expresamente que el desmantelamiento de la línea de 132 kV y retirada del trafo 220/132 kV sólo puede hacerse si la unidad de transformación 220/45 kV tienen el acceso concedido y mantiene su APS prevista.

• Valoración del operador del sistema

A la vista de la información detallada expuesta, el operador del sistema estima que, para poder realizar los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica, es necesario contemplar en el Anexo I la adaptación propuesta y se incluyen los comentarios realizados por la CNMC.



Galicia

SE Regoelle 220 kV. Ampliación (Informe CNMC Anexo 3-1.17)

- Adaptación propuesta

Nombre actuación	Ampliación SE Regoelle 220 kV	
Solicitante	Operador del sistema	
Actuación afectada recogida en la planificación vigente	Descripción	Ampliación de dos posiciones de la SE Regoelle 220 kV motivada para apoyo a la demanda para la conexión de Ferroatlántica
	Posiciones	Blindadas: 2 x 220 kV (gran consumidor)
	Año	2016
Inviabilidad detectada	Las dos posiciones previstas para la conexión de Ferroatlántica, deben utilizarse para que las instalaciones de generación y de consumo queden independizadas entre si	
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	Añadir la motivación de evacuación de generación renovable y los correspondientes códigos de acceso
	Posiciones	Blindadas: 2 x 220 kV (1 para acceso de generación renovable y 1 para gran consumidor)
	Año	2016
Afección a otros	Ferroatlántica	
Variación de coste para el sistema	0 M€	
Motivación	Apoyo a demanda de grandes consumidores y evacuación de generación renovable	

- Estado en el informe de la CNMC

En su informe la CNMC indica que la actuación no debe ser incluida en la Orden por la que se aprueban las adaptaciones de carácter técnico debido a que la considera una modificación y no una adaptación y adicionalmente es una instalación puesta en servicio.

- Valoración del operador del sistema

Con respecto al comentario de la CNMC en relación con el hecho de que la instalación esté ejecutada y/o puesta en servicio, nos remitimos a lo indicado en *Comentarios Generales*, al inicio del presente documento.

Por otro lado, cabe señalar que para que pueda realizarse la conexión de Ferroatlántica es necesario añadir la motivación de evacuación de generación renovable, tal y como se ha expuesto, para que las instalaciones de generación y de consumo queden independizadas entre sí.

Puesto que, tal y como se ha expuesto, la adaptación propuesta se ajusta a lo recogido en Ley 24/2013, al ser “necesaria para la realización de los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica”, el OS mantiene la necesidad de incluirla en la propuesta de Orden por la que se aprueban las adaptaciones de carácter técnico.



Madrid

Ampliación de Loeches 220 kV (Informe CNMC Anexo 3-1.18)

- Adaptación propuesta

Nombre actuación	Ampliación SE Loeches 220 kV	
Solicitante	Operador del sistema	
Actuación afectada recogida en la planificación vigente	Descripción	Ampliación en SE Loeches para ApD (DED_447_09) condicionada a CTA
	Posiciones	Convencional: 2 x 220 kV (2 para acceso de distribución)
	Año	2018
Inviabilidad detectada	Necesidad de habilitar una posición transitoria para hacer operable el bypass de Loeches haciendo coincidir la PES de la 2ª posición de esta ampliación con la PES de la L/ Loeches-S.S.Reyes 400 kV, al habilitarse entonces una posición en Loeches 220 kV por la baja de Loeches-P.S.Fernando 220 kV	
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	Incluir en Observaciones la coincidencia de la PES del 2º trazo de esta ampliación con la PES del eje Loeches-S.S.Reyes 400 kV
	Posiciones	Convencional: 2 x 220 kV (2 para acceso de distribución, la segunda de ellas coincidente en fechas con la PES de la línea mencionada)
	Año	2019
Variación de coste para el sistema	0 M€	
Motivación	Apoyo a distribución	

- Estado en el informe de la CNMC

La CNMC no tiene objeciones a esta adaptación y la considera debidamente justificada y motivada.

- Valoración del operador del sistema

A la vista de la información detallada expuesta, el operador del sistema estima que, para poder realizar los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica, es necesario contemplar en el Anexo I la adaptación propuesta.



Eliminación de la T Leganés y T Retamar (Informe CNMC Anexo 3-1.19)

- Adaptación propuesta

Nombre actuación		Eliminación de la T Leganés y T Retamar	
Solicitante		Operador del sistema	
Actuación afectada recogida en la planificación vigente	Descripción	Actuaciones necesarias para la Eliminación de las T's de Leganés y Retamar	
	Posiciones	Convencionales: 2 x 220 kV (posiciones nuevas de línea)	
	km	Línea aérea: 0,5 km	
	Año	2018	
Inviabilidad detectada		Inviabilidad de espacio para las nuevas posiciones en SE Leganés 220 kV y SE Retamar 220 kV para cumplir P.P.O.O. con riesgo de conductores sobrevolando las barras de las SE's.	
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	Se reorganiza el cambio topológico de las líneas tras el desmantelamiento de las T's. Se elimina el alta de la L/Leganés-Villaverde B 220 kV y se incorpora la baja de la L/Buenavista-Retamar 220 kV y la nueva L/Buenavista-Villaverde Bajo B 220 kV	
	Posiciones	Convencionales: --- (no necesita posiciones nuevas de línea)	
	km	Línea aérea: 1,2 km	
	Año	2018	
Variación de coste para el sistema		-1,1 M€	
Motivación		Seguridad de suministro y Apoyo a Distribución	

- Estado en el informe de la CNMC

La CNMC no tiene objeciones a esta adaptación y la considera debidamente justificada y motivada.

- Valoración del operador del sistema

A la vista de la información detallada expuesta, el operador del sistema estima que, para poder realizar los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica, es necesario contemplar en el Anexo I la adaptación propuesta.



Bypass de Morata 400 kV (Informe CNMC Anexo 3-2.7)

- Adaptación propuesta

Nombre actuación	Bypass Morata 400 kV	
Solicitante	Operador del sistema	
Actuación afectada recogida en la planificación vigente	Descripción	Cambio de topología por un bypass (en principio no operable) en Morata 400 kV de las líneas San Fernando-Morata 400 kV y Moraleja-Morata 400 kV formando la línea San Fernando-Moraleja 400 kV
	km	-
	Año	2018
Inviabilidad detectada	Necesidad de enfrentar en una calle las líneas del bypass para hacerlo operable, aprovechando que la configuración de la SE es de interruptor y medio.	
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	Incluir en Observaciones de esa actuación que para que el bypass sea operable se necesita un incremento de 530 m de longitud en cada una de las líneas Belinchón-Morata 400 kV y Moraleja-Morata 400 kV
	km	Línea aérea: 2 x 0,5 km
	Año	2018
Variación de coste para el sistema	1,4 M€	
Motivación	Fiabilidad	

- Estado en el informe de la CNMC

En su informe la CNMC indica que necesita aclaración sobre esta actuación, de cara a incluirla en las adaptaciones planteadas o bien considerarla como modificación de aspectos puntuales.

- Valoración del operador del sistema

La adaptación propuesta consiste en realizar el bypass planificado en Morata 400 kV mediante el enfrentamiento de las líneas San Fernando-Morata 400 kV y Moraleja-Morata 400 kV, de forma que se consigue el bypass planificado y además se le dota de operabilidad. De esta forma se consigue el objetivo de reducir los efectos de la potencia de cortocircuito en el área metropolitana de Madrid y además una mayor flexibilidad del sistema. Para conseguir el enfrentamiento de estas líneas dentro de la subestación, es necesario reubicar las conexiones de Belinchón-Morata 400 kV y Moraleja-Morata 400 kV lo que conlleva un incremento de 1,06 km de 400 kV.

Puesto que, tal y como se ha expuesto, la adaptación propuesta se ajusta a lo recogido en Ley 24/2013, al ser “necesaria para la realización de los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica”, el OS mantiene la necesidad de incluirla en la propuesta de Orden por la que se aprueban las adaptaciones de carácter técnico.

Sin embargo, con objeto de realizar un ajuste total del coste de las adaptaciones de carácter técnico, y debido a la prioridad que presentan otras actuaciones, el OS considera que, en caso de superarse el coste total admisible, esta actuación debería recogerse en la próxima planificación o adaptación de carácter técnico.



Nueva SE Cisneros 220 kV (Posterior al informe de la CNMC)

- Adaptación propuesta

Nombre actuación	Nueva subestación Cisneros 220 kV	
Solicitante	Iberdrola Distribución	
Actuación afectada recogida en la planificación vigente	Descripción	Nueva SE Cisneros 220 kV para ApD condicionada a acceso y CTA
	Posiciones	Blindada: 2 x 220 kV (2 para acceso de distribución a 20 kV)
	Año	2018
Inviabilidad detectada	De los estudios coordinados Transporte-Distribución entre el Operador del Sistema e Iberdrola Distribución en la zona del Henares, se reveló como solución óptima el apoyo desde la red de Transporte a dos niveles distintos de tensión (132 kV y 20 kV) en lugar de solo a uno (20 kV).	
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	Incluir la modificación propuesta en la tabla 3.60
	Posiciones	Blindada: 2 x 220 kV (2 para acceso de distribución: 1 a 20 kV, 1 a 132 kV)
	Año	2018
Variación de coste para el sistema	0 M€	
Motivación	Apoyo a distribución	

- Estado en el informe de la CNMC

La necesidad de adaptación de carácter técnico de esta actuación ha surgido tras la solicitud a la CNMC de realizar observaciones a la propuesta de Orden del MITECO realizada en noviembre de 2017; y es el resultado de los estudios coordinados transporte/distribución entre el operador del sistema e Iberdrola Distribución. Por este motivo se adjunta en el anexo I un informe justificativo.

- Valoración del operador del sistema

A la vista de la información detallada expuesta, el operador del sistema estima que, para poder realizar los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica, es necesario contemplar la adaptación propuesta en el documento de *Planificación Energética, Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctricas 2015-2020*, de octubre de 2015, mediante la modificación de la tabla 3.60 Actuaciones incluidas en el periodo 2014-2020 (motivación ApD).



Murcia

Nueva SE Campos y E/S de L/El Palmar-Rocamora 400 kV (Posterior al informe de la CNMC)

- Adaptación propuesta

Nombre actuación	Nueva SE Campos y E/S de L/El Palmar-Rocamora 400 kV	
Solicitante	MITECO	
Actuación afectada recogida en la planificación vigente	Descripción	Nueva SE Campos y E/S de L/El Palmar-Rocamora 400 kV
	km	Aéreo: 2 x 18 km (DC)
	Año	2020
Inviabilidad detectada	Incumplimiento del procedimiento de operación P.O. 13.1 en cuanto al criterio de eficiencia global del transporte para una nueva entrada/salida	
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	Nueva SE Campos y E/S de L/El Palmar-Rocamora 400 kV
	km	Aéreo: 2 x 2,5 km (DC)
	Año	2020
Variación de coste para el sistema	-9,9 M€	
Motivación	Evacuación de generación renovable	

- Estado en el informe de la CNMC

La necesidad de adaptación de carácter técnico de esta actuación ha surgido tras la solicitud a la CNMC de realizar observaciones a la propuesta de Orden del MITECO realiza en noviembre de 2017.

Valoración del operador del sistema

A la vista de la información detallada expuesta, el operador del sistema estima que, para poder realizar los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica, es necesario contemplar en el Anexo I la adaptación propuesta.



País Vasco

Conexión del desfasador de Arkale (Informe CNMC Anexo 3-2.6)

Nombre actuación		Nuevo transformador desfasador en Arkale	
Solicitante		Operador del sistema	
Actuación afectada recogida en la planificación vigente	Descripción	Nuevo transformador desfasador en línea Arkale-Argia 220 kV. Incluye una posición convencional, una posición GIS y dos tramos de 0,3 km de línea subterránea.	
	Posiciones	Convencionales: 1 x 220 kV Blindadas: 1 x 220 kV	
	Año	2017	
Inviabilidad detectada		La construcción se ha podido efectuar con dos posiciones convencionales, con el ahorro de costes asociado	
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	Se sustituye una posición blindada por una convencional	
	Posiciones	Convencionales: 2 x 220 kV	
	Año	2017	
Afección a otros			
Variación de coste para el sistema		-0,6 M€	
Motivación		Conexiones internacionales	

- Estado en el informe de la CNMC

En su informe la CNMC indica que necesita aclaración sobre esta actuación, puesto que en las observaciones del OS (informe DDS.DPE.17_1665) se indicaba que la planificación vigente recogía la conexión del desfasador mediante dos posiciones GIS.

- Valoración del operador del sistema

La información correcta es que en la planificación vigente la conexión del desfasador está recogida mediante una posición convencional (AIS) y una blindada (GIS). La apreciación relativa al ahorro de coste sigue siendo válida ya que la conexión del desfasador se ha podido efectuar mediante dos posiciones convencionales.



Arkale – Irún 2 220 kV (Informe CNMC Anexo 3-1.21)

Nombre actuación	Arkale – Irún 2 220 kV	
Solicitante	Operador del sistema	
Actuación afectada recogida en la planificación vigente	Descripción	Segundo circuito 220 kV entre las subestaciones de Arkale e Irún
	Km	Línea aérea: 2 km, Cable soterrado: 5 km (Cap inv y ver: 450 MVA)
	Año	2016
Inviabilidad detectada	El trazado de esta línea requiere una perforación dirigida, con una profundidad de 8 metros, para salvar el arroyo Ugalde. Esta circunstancia impone una reducción de la capacidad de transporte térmica.	
Propuesta de adaptación (variación respecto de la planificación vigente)	Descripción	Segundo circuito 220 kV entre las subestaciones de Arkale e Irún
	km	Línea aérea: 2 km, Cable soterrado: 5 km (Cap inv y ver: 418 MVA)
	Año	2019
Variación de coste para el sistema	0 M€	
Motivación	Seguridad de Suministro y Apoyo a Distribución	

- Estado en el informe de la CNMC

En el apartado 4.1 de su informe la CNMC indica que tras el análisis realizado no se tiene objeciones y se considera debidamente justificada y motivada esta actuación. Por otra parte, en el apartado 1.21 del Anexo III se exponen las alegaciones recibidas por parte de Iberdrola Distribución Eléctrica.

El distribuidor alega que la entrada en servicio de esta línea implica el desmontaje de parte de su sistema de 132 kV en la zona y de la interconexión Irún-Errondena 132 kV. Hace el distribuidor asimismo referencia a la adecuación de la fecha prevista de entrada en servicio, que se pospone al año 2020.

- Valoración del operador del sistema

A la vista de la información detallada expuesta, el operador del sistema estima que, para poder realizar los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica, es necesario contemplar en el Anexo I de la planificación la adaptación propuesta.



Estimación de costes de inversión para el sistema

Con objeto de no superar el límite máximo del coste de inversión de las actuaciones planificadas, ya alcanzado tras la Modificación de Aspectos Puntuales aprobada en julio de 2018, se ha priorizado el conjunto de adaptaciones de carácter técnico que se incluye en la siguiente tabla, y cuyo coste total de inversión para el sistema es nulo.

CCAA	Actuación	Coste Sistema
Andalucía	Repotenciación Nueva Casares-Jordana 220 kV (tramo antigua TCasares-Jordana)	0,1
Andalucía	Repotenciación Nueva línea Alcores-Sta Elvira 220 kV (reemplaza cambio tensión de la actual línea de 132 kV)	0,0
Andalucía	Construir el nuevo DC entre Cartuja-Pto Real 220 kV aislada en 220 kV	-1,8
Andalucía	Ampliación SE Tabernas 220 kV: cambio de tecnología de convencional a blindada	0,0
Andalucía	Adelanto Entrenúcleos 220 kV de 2020 a 2019	0,0
Andalucía	Los acoplamientos longitudinales de Pinar del Rey se modifican de convencional a blindados	0,7
Andalucía	Ampliación SE Casquemada para el TAV: modificar en el anexo II la ampliación de convencional a blindada	0,0
And.-Ceuta	Enlace Península-Ceuta	28,0
Asturias	Ejecución del tramo final de la línea Carrió - Soto 220 kV en subterráneo a la llegada a la SE Soto 220	2,3
Baleares	Bypass operable en la SE Coliseo	0,0
Baleares	SE Mesquida. Corrección de la ubicación	0,0
Baleares	Interconexión Ibiza-Formentera	0,0
Canarias	Nuevo DC Puerto del Rosario-la Oliva 132 kV: Modificar capacidad	0,0
Canarias	Nuevo DC Arinaga-Bco de Tirajana 66 kV: Modificar capacidad	0,0
Canarias	Ampliación SE Muelle Grande 66 kV: cambio de tecnología de convencional a blindada	0,8
Canarias	Nueva línea San Agustín-El Tablero 66 kV: Para hacer el bypass de Lomo Maspalomas-El Tablero 66 kV cto 2	0,0
Canarias	Enlace Lanzarote-Fuerteventura. Definición de las REAs 132 kV	-1,8
Canarias	Nueva SE El Escobar 66 kV: Cambio motivación	0,0
Canarias	DC Candelaria-Caletillas 220 kV: Modificar la capacidad	0
Canarias	DC Arinaga-El Escobar 66 kV: Modificar la capacidad	0
Castilla y León	Nueva SE Herreros 220 kV: cambio de tecnología de blindada a convencional	-0,5
Castilla y León	Ampliación de Las Arroyadas 220 kV: cambio de tecnología de convencional a blindada	0,2
Castilla y León	Ampliación de Villamayor 220 kV para el TAV incluir una posición adicional	0,0
Cataluña	Repotenciación L/Llavorsí-La Pobla: modificar la capacidad	0,0
Cataluña	Bypass St. Just: cambio de tecnología de convencional a blindada	-1,3
Cataluña	Modificar los identificadores de circuito de las bajas por cambio de topología del DC Collblanc-Can Jardí B	0,0
Cataluña	Eliminar la ampliación de La Farga	-1,4
Cataluña	Eje Mangraners/Begues/Viladecans	0,0
Cataluña	Línea Besós Nuevo-Gramanet 3: actualización cable	1,1
Cataluña	Bypass de Trinitat 220 kV: actualización tramo de cable	-0,7
Cataluña	Conexiones de Transbadalona 220 kV: actualización cables	4,3
Cataluña	Binudo de Viladecans 220 kV: cambio de tecnología de los acoplamientos longit. de convencional a blindada	0,4
Cataluña	Modificar la ampliación de Gramanet A por traslado de StaColoma 220 kV para especificar lo cambios	0,0
C.Valenciana	Nueva SE Castalla 220 kV: cambio de tecnología de blindada a convencional y la E/S se realizará en aéreo	-13,6
C.Valenciana	SE Torremendo Norte y Sur: cambio de tecnología de blindada a convencional	-1,3
C.Valenciana	Doble circuito SM Salinas-Torrevieja 220 kV actualización de la capacidad	0,0
C.Valenciana	Nueva SE Elda: modificación de la transformación 220/66 kV de 100 MVA a 125 MVA	0,0
C.Valenciana	Ampliación de Sta Pola: modificación de la transformación 220/132 kV de 1 MVA a 100 MVA	0,0
C.Valenciana	Ayora-Cofrentes: construir el DC (planificada una línea de SC en apoyos de DC) y desmantelar el actual	3,4
Extremadura	Transformador de reserva, unidad monofásica de 200 MVA. En Arañuelo 400 kV (antes en Almaraz CN)	-2,8
Extremadura	Trujillo-Los Arenales 220 kV. Ampliación de la SE Los Arenales 220 kV	-4,5
Galicia	Ampliación SE Regoelle 220 kV_ modificar motivación	0,0
Madrid	Ampliación de Loeches: añadir condicionante a 2º trafo de ApD	0,0
Madrid	Eliminación de la Tleganés y Tretamar: reorganización del cambio topológico	-1,1
Madrid	Nueva SE Cisneros 220 kV: modificar una de las unidades de transformación a distribución a 220/132 kV	0,0
Murcia	Nueva SE Campos y E/S de L/El Palmar-Rocamora 400 kV: ajuste de km de la E/S	-9,9
P.Vasco	Conexión del desfaseador de Arkale: modificar el tipo de una de las posiciones necesarias para la conexión del desfaseador de blindada a convencional	-0,6
P.Vasco	Arkale - Irún 2: modificar capacidad	0,0
TOTAL		0,0

Valoración del operador del sistema sobre el informe de la CNMC relativo a la propuesta de Orden por la que se aprueban las adaptaciones de carácter técnico de la Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020.



El coste de inversión para el sistema de este conjunto de adaptaciones modifica los costes anuales de la red de transporte planificada. En todo caso, éstos son inferiores a los máximos indicados por el MITECO en el proceso de aprobación de la Modificación de Aspectos Puntuales de julio de 2018.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Planificación vigente*						
Descontadas las ayudas europeas	592	767,9	719,6	891,3	665,1	1017,7
Variación por adaptaciones de carácter técnico	-5	-14,9	1,8	-20,7	28,3	10,4
Total	587,0	753,0	721,4	870,6	693,4	1.028,1

* El coste de la planificación vigente incluye la Modificación de aspectos puntuales aprobada en julio de 2018

Por otra parte, tal y como se ha indicado en los capítulos anteriores, las siguientes adaptaciones, aun siendo necesarias tal y como ha justificado el OS, debido a la prioridad que presentan otras actuaciones y atendiendo al coste total admisible, deberán recogerse en la próxima planificación o adaptaciones de carácter técnico.

CCAA	Actuación	Coste Sistema
Canarias	Ampliación SE Corralejo 66 kV	0,7
Canarias	Ampliación SE Matas Blancas 66 kV	0,7
Canarias	Ampliación SE Gran Tarajal 66 kV	0,7
Canarias	Nueva línea El Tablero-Sta Águeda 66 kV cto.2: modificar tramo soterrado y aéreo	0,2
Canarias	Definición de las REAS de Tías	1,5
Madrid	Bypass de Morata 400 kV. Ejecutar como operable	1,4

Además, existe un conjunto de actuaciones sobre las que es necesario realizar adaptaciones con objeto de poder ejecutar la planificación vigente y que se han detectado con posterioridad a la propuesta original:

CCAA	Actuación
Canarias	Reactancias asociada al enlace Tenerife-La Gomera
Cataluña	Actualización de las longitudes de las conexiones de la futura SE Cerdá 220kV y adecuación cable
C.Valenciana	Posición Morvedre en Sagunto paso de AIS a GIS + tramo de cable de conexión
Madrid	Repotenciación Aena-S.S. Reyes 1 200 kV
Cantabria	Cacicedo-Puente de San Miguel: revisión de km soterrados
Cat-Ara	Repotenciación Eje Mequinenza- Mangraners 220 kV: inviable realizar la repotenciación
Aragón	Repotenciación Eje Escatrón-Mequinenza 220 kV: inviable realizar la repotenciación
Andalucía	Nuevo DC Caparacena-Baza-La Ribina: Modificar capacidad de transporte
Cantabria	Astillero-Cacicedo a 220 kV: adecuación cable
Castilla-La Mancha	Repotenciación eje Trillo-Olmedilla: Modificar capacidad de transporte
Galicia	Abegondo-Eiris a 220 kV: adecuación cable
Madrid	San Fernando –Puente de San Fernando a 220 kV: adecuación cable



ANEXO I

Informes justificativos de las nuevas propuestas de adaptación de carácter técnico, no recogidas en el informe de la CNMC, puesto que, tras la solicitud de observaciones de la CNMC al Consejo Consultivo hasta el envío de su informe al MITECO, se han encontrado nuevas actuaciones sobre las que es necesario realizar adaptaciones para permitir su ejecución.

- Los acoplamientos longitudinales de Pinar del Rey se modifican de convencional a blindados (Posterior al informe de la CNMC)
- Ampliación SE Casaquemada para el TAV (Posterior al informe de la CNMC)
- Interconexión Ibiza-Formentera (Posterior al informe de la CNMC)
- DC Arinaga-El Escobar 66 kV (Posterior al informe de la CNMC)
- DC Candelaria-Caletillas 220 kV (Posterior al informe de la CNMC)
- Ampliación SE Las Arroyadas 220 kV (Posterior al informe de la CNMC)
- Ampliación de Villamayor 220 kV (Posterior al informe de la CNMC)
- Modificar la ampliación de Gramanet 220 kV por traslado de Santa Coloma 220 kV (Posterior al informe de la CNMC)
- Nueva SE Cisneros 220 kV

INFORME

Título: **Adaptación de carácter técnico de la planificación 2015-2020. Binudo de Pinar del Rey 220 kV**

Fecha: 12 de diciembre de 2018

Introducción

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector Eléctrico, en su artículo 4, apartado 4, establece que “El Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital, 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”.

Atendiendo a lo anterior, en este informe se propone y justifica la adaptación de carácter técnico necesaria para ejecutar los planes de desarrollo recogidos en la planificación vigente correspondiente al periodo 2015-2020 relativa al binudo operable en Pinar del Rey 220 kV.

Antecedentes

La planificación de la red de transporte vigente, por medio del documento de modificaciones de aspectos puntuales aprobado en julio de 2017, recoge la construcción de un binudo operable en Pinar del Rey 220 kV con el fin de reducir la potencia de cortocircuito que debe soportar la subestación actual. Para construir este binudo se requiere, entre otras cosas, dos posiciones de acoplamiento longitudinal de barras con tecnología convencional.

Dadas las limitaciones de espacio que hay en la actual subestación de Pinar del Rey 220 kV, no es posible instalar dos posiciones de acoplamiento longitudinal con tecnología convencional.

La alternativa que se plantea consiste en emplear dos posiciones con tecnología blindada que requiere menos espacio y permite su implantación.

Adaptación de carácter técnico propuesta

Una vez analizadas las diferentes opciones, se concluye que sería necesaria la utilización de dos posiciones de acoplamiento de barras con tecnología blindada, con el consecuente incremento de coste de inversión para el sistema.

Como conclusión se propone llevar a cabo una adaptación de carácter técnico de la planificación vigente 2015-2020 para contemplar dos posiciones de acoplamiento longitudinal blindadas para permitir la implementación de los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica 2015-2020:

- *Adaptación de carácter técnico:*

Modificar la tecnología de las dos posiciones de acoplamiento longitudinal del binudo de Pinar del Rey 220 kV de convencional a blindada.

- *Variación del coste de inversión para el sistema eléctrico:*

0,73 M€.

INFORME

Título: **Adaptación de carácter técnico de la planificación 2015-2020. Ampliación de la subestación Casaquemada 220 kV**

Fecha: 12 de diciembre de 2018

Introducción

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector Eléctrico, en su artículo 4, apartado 4, establece que “El Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital, 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”.

Atendiendo a lo anterior, en este informe se propone y justifica la adaptación de carácter técnico necesaria para ejecutar los planes de desarrollo recogidos en la planificación vigente correspondiente al periodo 2015-2020 relativa a la ampliación de la subestación Casaquemada de 220 kV.

Antecedentes

La planificación de la red de transporte vigente, por medio del documento de modificaciones de aspectos puntuales aprobado en julio de 2017, recoge la ampliación de la subestación Casaquemada 220 kV con tecnología convencional para alimentar al eje ferroviario de alta velocidad Sevilla-Huelva.

Pero la subestación existe Casaquemada 220 kV está construida con tecnología blindada y, por tanto, su ampliación será igualmente con tecnología blindada.

Adaptación de carácter técnico propuesta

Una vez analizadas las diferentes opciones se concluye que, la ampliación de la subestación blindada de Casaquemada 220 kV se hará igualmente con tecnología blindada. Esta adaptación no representa ninguna variación de coste de inversión para el sistema, puesto que, la ampliación de esta subestación está incluida en el Anexo II de la planificación en vigor.

Como conclusión se propone llevar a cabo una adaptación de carácter técnico de la planificación vigente 2015-2020 para contemplar la tecnología blindada en la ampliación de la subestación Casaquemada 220 kV para permitir la implementación de los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica 2015-2020:

- *Adaptación de carácter técnico:*

Modificar el tipo de tecnología a emplear en la ampliación de la subestación Casaquemada 220 kV de convencional a blindada.

- *Variación del coste de inversión para el sistema eléctrico:*

0 M€.

INFORME

Título: **Adaptación de carácter técnico de la planificación 2015-2020. Interconexión Ibiza-Formentera**

Fecha: 13 de febrero de 2019

Introducción

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector Eléctrico, en su artículo 4, apartado 4, establece que “El Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital, 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”.

Atendiendo a lo anterior, en este informe se propone y justifica la adaptación de carácter técnico necesaria para ejecutar los planes de desarrollo recogidos en la planificación vigente correspondiente al periodo 2015-2020 relativa a la interconexión Ibiza-Formentera.

Antecedentes

La planificación de la red de transporte vigente recoge la interconexión entre las islas de Ibiza y Formentera con dos enlaces de 23 km de cable submarino y 9,3 km de cable subterráneo.

No obstante en la información pública del proyecto se ha constatado que hay oposición por parte del Consell Insular de Formentera y del Ayuntamiento por el punto de llegada a la isla de Formentera y trazado del cable en dicha isla así como por la ubicación de la subestación.

Adaptación de carácter técnico propuesta

Una vez analizadas las diferentes opciones se concluye que, es necesario modificar el campo de observaciones de la actuación incluida en la planificación vigente no especificando los km de traza hasta que se definan en el propio proyecto una vez evaluadas las diferentes alternativas de llegada a la isla de Formentera.

Como conclusión se propone llevar a cabo una adaptación de carácter técnico de la planificación vigente 2015-2020 modificando el campo de observaciones de manera que no se especifiquen los km de traza del proyecto hasta la definición del mismo para permitir la implementación de los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica 2015-2020:

– *Adaptación de carácter técnico:*

Modificar el campo de observaciones de la actuación del enlace Ibiza-Formentera dejando sin especificar los km de traza hasta la definición del proyecto.

– *Variación del coste de inversión para el sistema eléctrico:*

0 M€.

INFORME

Título: Adaptación de carácter técnico de la planificación 2015-2020. Cambio de la capacidad de transporte planificada del DC Arinaga-El Escobar 66 kV

Fecha: 18 de diciembre de 2018

Introducción

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector Eléctrico, en su artículo 4, apartado 4, establece que “El Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital, 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”.

Atendiendo a lo anterior, en este informe se propone y justifica la adaptación de carácter técnico necesaria para ejecutar los planes de desarrollo recogidos en la planificación vigente correspondiente al periodo 2015-2020 relativa a la línea de doble circuito Arinaga-El Escobar 66 kV.

Antecedentes

La planificación de la red de transporte vigente recoge un nuevo doble circuito de 66 kV Arinaga-El Escobar, de 2 km aéreos y 7 km subterráneos y con una capacidad de transporte de 80 MVA, tanto en invierno como en verano.

Sin embargo, en el proyecto del doble circuito se prevé que, debido a la profundidad de las zanjas a realizar, el cable estándar de 66 kV reconocido en la retribución no permite obtener una capacidad de 80 MVA, reduciéndose ésta a 67 MVA.

Adaptación de carácter técnico propuesta

Una vez analizadas las diferentes opciones se concluye que, para mantener la capacidad de transporte planificada, sería necesaria la utilización de un cable de mayor capacidad (no recogido en los estándares retributivos) con el consecuente incremento de coste de inversión para el sistema.

Por otra parte, se comprueba que el valor de capacidad de 67 MVA para el doble circuito Arinaga-El Escobar 66 kV no supone una reducción de los beneficios presentados para esta nueva línea en el documento “Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020” de octubre de 2015.

Como conclusión, se propone llevar a cabo una adaptación de carácter técnico de la planificación vigente 2015-2020 para contemplar el valor de 67 MVA de capacidad de transporte del nuevo doble circuito Arinaga-El Escobar 66 kV para permitir la implementación de los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica 2015-2020:



- *Adaptación de carácter técnico:*

Capacidad de transporte del DC Arinaga-El Escobar 66 kV: 67 MVA (valor previo: 80 MVA)

- *Variación del coste de inversión para el sistema eléctrico:*

0 M€.

INFORME

Título: **Adaptación de carácter técnico de la planificación 2015-2020. Cambio de la capacidad de transporte planificada del DC Candelaria-Caletillas 220 kV**

Fecha: 18 de diciembre de 2018

Introducción

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector Eléctrico, en su artículo 4, apartado 4, establece que “El Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital, 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”.

Atendiendo a lo anterior, en este informe se propone y justifica la adaptación de carácter técnico necesaria para ejecutar los planes de desarrollo recogidos en la planificación vigente correspondiente al periodo 2015-2020 relativa a la línea de doble circuito Candelaria-Caletillas 220 kV.

Antecedentes

La planificación de la red de transporte vigente recoge un nuevo doble circuito de 220 kV Candelaria-Caletillas, de 0,4 km subterráneos y con una capacidad de transporte de 500 MVA, tanto en invierno como en verano.

Sin embargo, en el proyecto del doble circuito se prevé que el cable estándar de 220 kV reconocido en la retribución no permite obtener una capacidad de 500 MVA, reduciéndose ésta a 460 MVA.

Adaptación de carácter técnico propuesta

Una vez analizadas las diferentes opciones se concluye que, para mantener la capacidad de transporte planificada, sería necesaria la utilización de un cable de mayor capacidad (no recogido en los estándares retributivos) con el consecuente incremento de coste de inversión para el sistema.

Por otra parte, se comprueba que el valor de capacidad de 460 MVA para el doble circuito Candelaria-caletillas 220 kV no supone una reducción de los beneficios presentados para esta nueva línea en el documento “Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020” de octubre de 2015.

Como conclusión, se propone llevar a cabo una adaptación de carácter técnico de la planificación vigente 2015-2020 para contemplar el valor de 460 MVA de capacidad de transporte del nuevo doble circuito Candelaria-Caletillas 220 kV para permitir la implementación de los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica 2015-2020:



- *Adaptación de carácter técnico:*

Capacidad de transporte del DC Candelaria-Caletillas 220 kV: 460 MVA (valor previo: 500 MVA)

- *Variación del coste de inversión para el sistema eléctrico:*

0 M€.

INFORME

Título: **Adaptación de carácter técnico de la planificación 2015-2020. Ampliación de la Subestación Las Arroyadas 220 kV**

Fecha: 12 de diciembre de 2018

Introducción

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector Eléctrico, en su artículo 4, apartado 4, establece que “El Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital, 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”.

Atendiendo a lo anterior, en este informe se propone y justifica la adaptación de carácter técnico necesaria para ejecutar los planes de desarrollo recogidos en la planificación vigente correspondiente al periodo 2015-2020 relativa a la ampliación de la subestación Las Arroyadas de 220 kV.

Antecedentes

La planificación de la red de transporte vigente recoge la ampliación de la subestación Las Arroyadas 220 kV de tecnología convencional.

Pero la subestación existente de Las Arroyadas 220 kV está construida con tecnología blindada y, por tanto, su ampliación será igualmente con tecnología blindada.

Adaptación de carácter técnico propuesta

Una vez analizadas las diferentes opciones se concluye que, la ampliación de la subestación blindada de Las Arroyadas 220 kV se hará igualmente con tecnología blindada, con el consecuente incremento de coste de inversión para el sistema.

Como conclusión se propone llevar a cabo una adaptación de carácter técnico de la planificación vigente 2015-2020 para contemplar la tecnología blindada en la ampliación de la subestación Las Arroyadas 220 kV para permitir la implementación de los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica 2015-2020:

- *Adaptación de carácter técnico:*

Modificar el tipo de tecnología a emplear en la ampliación de la subestación Las Arroyadas 220 kV de convencional a blindada.

- *Variación del coste de inversión para el sistema eléctrico:*

0,2 M€.

INFORME

Título: **Adaptación de carácter técnico de la planificación 2015-2020. Ampliación de la subestación Villamayor 220 kV**

Fecha: 12 de diciembre de 2018

Introducción

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector Eléctrico, en su artículo 4, apartado 4, establece que “El Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital, 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”.

Atendiendo a lo anterior, en este informe se propone y justifica la adaptación de carácter técnico necesaria para ejecutar los planes de desarrollo recogidos en la planificación vigente correspondiente al periodo 2015-2020 relativa a la ampliación de la subestación Villamayor de 220 kV.

Antecedentes

La planificación de la red de transporte vigente recoge la ampliación de la subestación Villamayor 220 kV con una posición de tecnología convencional para alimentar al eje ferroviario de alta velocidad Valladolid-Salamanca-Fuentes de Oñoro.

Pero las alimentaciones a los trenes de alta velocidad, según lo que solicita ADIF, requieren de dos posiciones.

Adaptación de carácter técnico propuesta

Una vez analizadas las diferentes opciones se concluye que, la ampliación de la subestación de Villamayor 220 kV se realizará mediante dos posiciones de tecnología convencional para dar suministro al tren de alta velocidad, con el consecuente incremento de coste de inversión para el sistema.

Como conclusión se propone llevar a cabo una adaptación de carácter técnico de la planificación vigente 2015-2020 para contemplar una ampliación de la subestación de Villamayor 220 kV con dos posiciones con tecnología convencional, para permitir la implementación de los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica 2015-2020:

- *Adaptación de carácter técnico:*

- Incrementar en una posición convencional la ampliación de la subestación Villamayor 220 kV.

- *Variación del coste de inversión para el sistema eléctrico:*

- 0 M€.

INFORME

Título: **Adaptación de carácter técnico de la planificación 2015-2020. Modificación de la ampliación de Gramanet 220 kV**

Fecha: 12 de diciembre de 2018

Introducción

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector Eléctrico, en su artículo 4, apartado 4, establece que “El Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital, 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”.

Atendiendo a lo anterior, en este informe se propone y justifica la adaptación de carácter técnico necesaria para ejecutar los planes de desarrollo recogidos en la planificación vigente correspondiente al periodo 2015-2020 relativa a la construcción de Gramanet A y B 220 kV.

Antecedentes

La planificación de la red de transporte vigente recoge la ampliación de la subestación Gramanet A y B 220 kV por traslado de Santa Coloma 220 kV pero no se especifica que líneas conectadas a Santa Coloma 220 kV se trasladan a Gramanet A.

Adaptación de carácter técnico propuesta

Se propone llevar a cabo una adaptación de carácter técnico de la planificación vigente 2015-2020 para incluir en observaciones del listado de subestaciones, que en Gramanet A se conectarán las líneas procedentes de Besos Nuevo 1 y Trinitat 1, para permitir la implementación de los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica 2015-2020:

- *Adaptación de carácter técnico:*

Ampliación de Gramanet A 220 kV: Incluir en las observaciones que a este lado del binudo se conectan las líneas que llegan a Santa Coloma 220 kV desde Besos Nuevo y Trinitat.

- *Variación del coste de inversión para el sistema eléctrico:*

0 M€.

INFORME

Título: **Adaptación de carácter técnico de la planificación 2015-2020. Nueva subestación Cisneros 220 kV**

Fecha: 21 de enero de 2019

Introducción

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector Eléctrico, en su artículo 4, apartado 4, establece que “El Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital, 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”.

Atendiendo a lo anterior, en este informe se propone y justifica la adaptación de carácter técnico necesaria para ejecutar los planes de desarrollo recogidos en la planificación vigente correspondiente al periodo 2015-2020 relativa a la nueva subestación Cisneros 220 kV.

Antecedentes

La planificación de la red de transporte vigente recoge una nueva actuación consistente en una nueva subestación Cisneros 220 kV para apoyo a Distribución en la zona del corredor del Henares, en Madrid.

El denominado “corredor del Henares” engloba el conjunto de poblaciones situadas a lo largo del río Henares, que discurre próximo a la carretera A2. Los principales municipios de la zona alimentados desde la red de distribución de IBD son San Fernando de Henares, Torrejón de Ardoz, Alcalá de Henares y Meco.

Para poder atender los suministros en esa zona se encuentran recogidas en la Planificación vigente 2015-2020 distintas actuaciones, entre ellas la nueva subestación de Cisneros 220 kV.

En el citado documento se definió el alcance de la referida subestación para distribución con dos posiciones de transformador de 220 kV a 20 kV. Posteriormente, y como consecuencia de los estudios coordinados realizados entre el Operador del Sistema y el distribuidor de la zona, Iberdrola Distribución, se ha planteado la conveniencia de modificar una de ellas, sustituyéndola por un transformador 220/132 kV, debido a que ésta es la mejor opción desde el prisma técnico-económico con objeto de atender los futuros crecimientos de demanda de la zona.

Adaptación de carácter técnico propuesta

Debido a las necesidades del Sistema se considera necesario sustituir una de las dos posiciones de 220/20 kV planificadas en la futura subestación Cisneros 220 kV por otra de 220/132 kV.

Como conclusión se propone llevar a cabo una adaptación de carácter técnico de la Planificación vigente 2015-2020 para recoger los cambios señalados en el párrafo anterior:

— Adaptación de carácter técnico:

Modificación en Nueva Subestación Cisneros 220 kV: actualizar la tabla 3.60 “Actuaciones incluidas en el periodo 2014-2020 (motivación ApD)” del documento *Planificación Energética, Plan de*



Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctricas 2015-2020, pasando de dos posiciones de 220/20 kV a una posición de 220/20 kV y otra de 220/132 kV.

– *Coste de inversión para el sistema eléctrico:*

0 M€.



ANEXO II

Estimación de la viabilidad técnico-económica de un enlace eléctrico submarino entre Ceuta y la Península Ibérica. Actualización de febrero de 2019.

INFORME

Título: **Estimación de la viabilidad técnico-económica de un enlace eléctrico submarino entre Ceuta y la Península Ibérica. Actualización de febrero de 2019**

Fecha: 08/02/2019

Ref.: DDS.DPE.19_773

En julio de 2013, en el ámbito de las propuestas de *Modificación de aspectos puntuales del Plan de desarrollo de la red de transporte de electricidad 2008-2016*, Red Eléctrica envió, al entonces MINETUR, el informe *Estimación de la viabilidad técnico-económica de un enlace eléctrico submarino entre Ceuta y la Península Ibérica* (DDS.P/13/182) que se transcribe en el primer apartado del presente documento. En él se justifica la viabilidad económica de la puesta en servicio de un enlace eléctrico submarino entre la Península Ibérica y la Ciudad de Ceuta, mediante dos cables de 132 kV.

Desde 2013 se han producido cambios sustanciales en varios de los parámetros determinantes en el cálculo de la viabilidad del mencionado enlace, como son los costes fijos y variables de la generación en Ceuta. Por ello, se ha estimado conveniente realizar una actualización de dicha evaluación, cuyos resultados se recogen en el segundo apartado del documento.

Informe original de estimación de la viabilidad técnico-económica del enlace

A continuación se recoge literalmente lo fundamental del informe elaborado en julio de 2013.

“En el presente informe se analiza la viabilidad técnico-económica del proyecto de enlace eléctrico submarino mediante dos cables de 132 kV entre la Península Ibérica y la Ciudad de Ceuta. En el planteamiento de la solución técnica más adecuada, se evaluaron previamente las siguientes consideraciones técnicas:

- Por motivos de seguridad del sistema eléctrico ceutí, el tránsito a través de un único cable debería limitarse considerablemente, comprometiendo la rentabilidad del proyecto ya que los cables submarinos son inversiones con fuertes costes de capital que, para poder amortizarse, requieren maximizar los flujos de energía a través de ellos. Así pues, resultaba conveniente instalar como mínimo dos cables.
- Desde el punto de vista de la operación segura del sistema, para minimizar los posibles efectos de un incidente en uno de los cables e incluso cubrir los periodos de mantenimiento resultaba más adecuado instalar un mayor número de cables de menor capacidad que un menor número de mayor capacidad.
- La instalación de los cables en un mismo proyecto y no en etapas sucesivas puede aportar unos ahorros considerables así como una menor afectación medioambiental y social.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, se considera que la opción más razonable es la de dos cables de 132 kV.



Figura 1. Mapa de la red de transporte en la zona de estudio

La viabilidad económica de un proyecto de estas características se comprueba contrastando los costes en que se incurriría (coste del cable y resto de infraestructuras de transporte necesarias) con los ahorros esperados (coste de centrales evitadas y menor coste de generación). Debido a la inexistencia de proyectos previos de las mismas características que el enlace submarino planteado (tensión y profundidad de hasta ~ 700 m), resulta complejo determinar con exactitud el coste de éste. Por lo que, las hipótesis de coste de los cables submarinos utilizadas en este estudio es de 1,1 M€/km en 132 kV, que dado que no existe ninguna norma que regule el coste de las instalaciones submarinas de transporte, se ha utilizado la mejor estimación del Operador del Sistema y constituye una evaluación previa orientativa que debería contrastarse.

La cuantificación de la rentabilidad del posible proyecto de construcción de un enlace submarino entre la Península y Ceuta se ha realizado a través del cálculo del Valor Actual Neto (VAN) y de la Tasa Interna de retorno (TIR) de la inversión teniendo en cuenta las siguientes consideraciones, hipótesis y simplificaciones:

- La metodología de retribución de las instalaciones de transporte de energía eléctrica fijada por el Real Decreto 325/2008, así como de la retribución de gastos fijos de generación de los SEIE (ITC/914/2006).
- Un perfil de demanda en Ceuta proporcional al de 2011.
- Con objeto de obtener un resultado del lado de la seguridad, se ha utilizado un coste de generación en Ceuta basado en los datos históricos de costes reconocidos en 2011-2012 y minorado sustancialmente según lo indicado en la Figura 3.
- De igual modo, se ha utilizado un coste de generación en la Península basado en los datos históricos del precio medio ponderado final en 2011-2012 e incrementado sustancialmente según lo indicado en la Figura 2.
- Una hipótesis de evolución de los costes de generación coherente con la evolución prevista por la Comisión Europea en el Action Plan (SEC (2008) 2872), mayor en la Península que en Ceuta.

Las siguientes figuras recogen las principales hipótesis consideradas en el presente estudio.

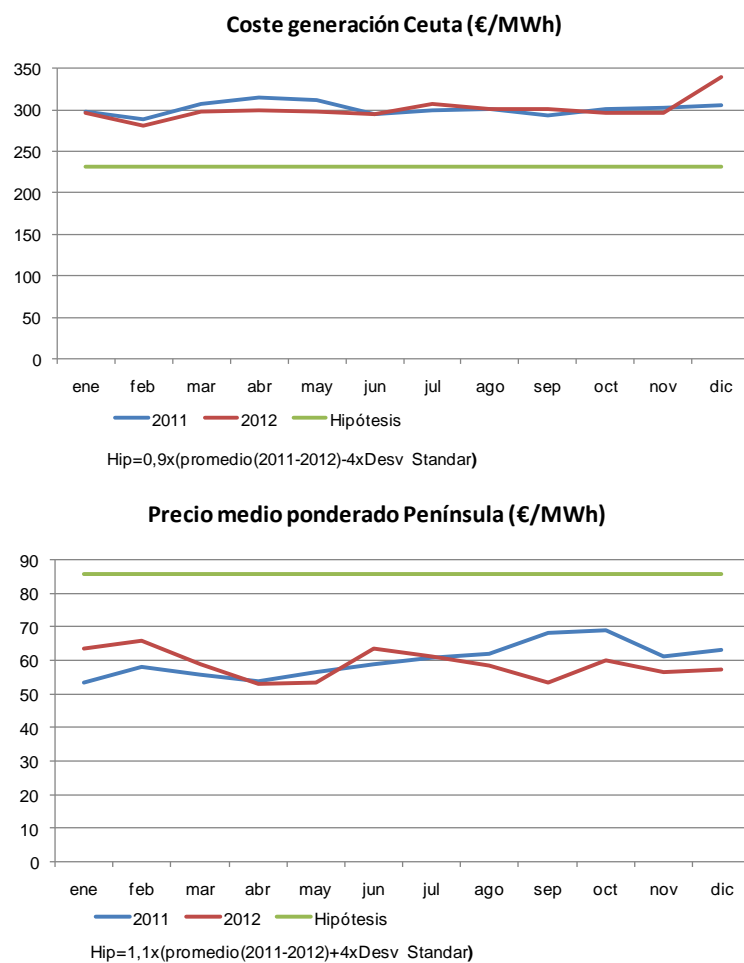


Figura 2. Hipótesis de costes de generación utilizados

Hipótesis iniciales		2x132 kV
Inversión inicial	120	M€ ₂₀₁₁
Vida útil infraestructuras RdT	40	años
Tasa de descuento RdT	8,2	%
Vida útil infraestructuras generación	25	años
Tasa de retribución generación	7,4	%
Inflación	2	%
Inflación generación Península	2,5	%
Inflación generación Ceuta	1,5	%

Resultados:	
VAN	276 M€
TIR	20 %

Figura 3. Hipótesis y resultados para el cálculo del VAN y TIR de Península-Ceuta



Los resultados del análisis, que se muestran en la últimas líneas de la *Figura 4*, indican que el enlace analizado podría resultar rentable, desde el punto de vista del sistema eléctrico, dado que los beneficios aportados por la existencia del enlace no sólo permitirían sufragar los gastos asociados a éste sino que, además, aportarían 276 M€ adicionales. Sin embargo, dado el carácter preliminar del estudio existen incertidumbres importantes en las hipótesis de partida (coste del proyecto, precios futuros de la generación, etc.) que podrían afectar de forma sustancial a la rentabilidad.

En conclusión, del análisis de viabilidad preliminar realizado en el presente informe se desprende que el proyecto de instalación de un enlace submarino en corriente alterna entre el sistema eléctrico de Ceuta y la Península mediante dos cables de 132 kV resulta viable desde un punto de vista económico.

Con objeto de determinar más concretamente la rentabilidad del enlace, resulta necesario profundizar en la estimación de los costes del enlace analizado así como en las capacidades reales de intercambio obtenibles y las consiguientes implicaciones en términos de operación y mantenimiento. Asimismo, la realización del proyecto queda condicionada a los resultados de los necesarios estudios de viabilidad física y medioambiental.”

Actualización de la viabilidad

A día de hoy, los análisis de viabilidad física y medioambiental, efectuados por Red Eléctrica, han permitido avanzar en la definición de detalle del proyecto y afinar la estimación del coste final de éste, lo que permite, asimismo, afinar en la evaluación de su rentabilidad para el consumidor.

Por otro lado, en el periodo 2013-2018 se ha producido una reducción muy significativa de los costes del suministro del sistema eléctrico ceutí, derivada principalmente de la variación del precio de los productos petrolíferos. Con objeto de filtrar las fluctuaciones del precio de dicha materia prima y su efecto en el coste del suministro del sistema Ceutí, en la presente revisión se utilizará el coste medio de producción en Ceuta en los últimos años. Por coherencia, se procede de igual forma en la Península.

Adicionalmente, se han actualizado otros parámetros a derivas de cambios normativos o de su evolución en los últimos años. En resumen, la presente revisión del análisis de viabilidad técnico-económica del enlace Península-Ceuta incorpora los siguientes cambios:

- **Actualización del coste de inversión del enlace Península-Ceuta a 169 M€.**
Esta cifra incluye la mejor estimación, a fecha de hoy, del coste de inversión asociado al enlace que incluye una estimación del conjunto de actuaciones recogidas en la planificación vigente junto con la propuesta de adaptaciones del operador del sistema.
- **Actualización del coste variable medio de generación en Ceuta.**
Como valor de referencia se ha adoptado el coste variable medio de las centrales de producción en Ceuta en el periodo 2009-2018 (143 €/MWh). Adicionalmente, se ha realizado un análisis de sensibilidad a dicho coste entre los valores de coste variable medio anual máximo y mínimo del mismo periodo (186 y 108 €/MWh, respectivamente).
- **Actualización de la formulación de la retribución a la inversión** para las instalaciones de generación de los sistemas no peninsulares, así como de los costes máximos de referencia, según RD 738/2015.



- **Actualización del coste medio de generación en Península.**

Como valor de referencia se ha considerado el coste medio anual de generación en Península del periodo 2009-2018 (56 €/MWh). Adicionalmente, se ha realizado un análisis de sensibilidad a dicho coste entre los valores de coste medio anual máximo y mínimo del mismo periodo (64 y 43 €/MWh, respectivamente).

- **Actualización de la previsión de demanda en Ceuta.**

Se ha adaptado la senda de crecimiento de la demanda del sistema ceutí a las actuales expectativas, incorporando la previsión del escenario central del *Informe anual de cobertura probabilística de la demanda. Sistema eléctrico de la Ciudad Autónoma de Ceuta* (DGO/18-009).

- Por último, se han actualizado los valores de tasa de descuento e inflación.

A continuación se incluyen las hipótesis y resultados actualizados.

Hipótesis iniciales		
Inversión inicial	169	M€ ₂₀₁₈
Vida útil infraestructuras RdT	40	años
Tasa de descuento RdT	6,5	%
Vida útil infraestructuras generación	25	años
Tasa de retribución generación	6,5	%
Inflación	1	%
Inflación generación Península	1	%
Inflación generación Ceuta	1	%
Resultados (2018)		
VAN	217 M€	
TIR	16 %	
Sensibilidad (VAN - TIR)		
Precios desfavorables (Península máximo y Ceuta mínimo)	58 M€ - 10 %	
Precios favorables (Península mínimo y Ceuta máximo)	416 M€ - 24 %	

Figura 5. Hipótesis y resultados de rentabilidad del enlace de Península-Ceuta actualizados

Los resultados actualizados indican que, a pesar de la reducción del coste de generación en el sistema ceutí, **la puesta en servicio del enlace Península-Ceuta es beneficiosa para el sistema** ya que los ahorros en el coste de abastecimiento de la demanda de Ceuta no sólo permitirán sufragar los gastos asociados al enlace sino que, además, aportarán en torno a **215 M€ de ahorro adicional** en el escenario medio. Adicionalmente, del análisis de sensibilidad se desprende que **incluso en condiciones muy desfavorables la puesta en servicio del enlace permite aportar beneficios para el sistema.**

Cabe destacar finalmente, que el enlace permitirá mejorar sustancialmente la seguridad del suministro de Ceuta. En efecto, en el ámbito de las propuestas de *Modificación de aspectos*



puntuales del Plan de desarrollo de la red de transporte de electricidad 2008-2016, Red Eléctrica envió asimismo, al entonces MINETUR, el informe *Necesidad de un enlace eléctrico submarino entre Ceuta y la Península Ibérica para garantizar la seguridad de suministro del sistema de la Ciudad de Ceuta* (DDS.P/13/218) en el que se analizaban los incidentes con pérdida de suministro que podrían evitarse con la puesta en servicio del enlace Península-Ceuta. De la actualización de dicho análisis al periodo 2011-2017, cuyos resultados se recogen en la *Figura 6*, se desprende que **la puesta en servicio del enlace Península-Ceuta permitirá reducir la energía no suministrada tras incidentes en más de un 75 % respecto de los valores actuales.**

	Origen C.D. Ceuta ENS (MWh)	Origen RdD ENS (MWh)	Origen RdD posterior disparo Generación ENS (MWh)	Origen Terceros ENS (MWh)	Total ENS (MWh)	Total ENS evitada con interconexión	
						MWh	%
2011	57,70	60,40	118,50	10,80	247,40	176,20	71
2012	15,80	7,64	0,00	3,20	26,64	15,80	59
2013	10,10	16,52	82,00	5,40	114,02	92,10	81
2014	14,00	3,60	24,00	5,40	47,00	38,00	81
2015	26,70	10,90	0,00	5,00	42,60	26,70	63
2016	11,8	0,00	0,00	2,60	14,40	11,80	82
2017	46,12	2,50	0,00	0,00	48,62	46,12	95
TOTAL (2011-2017)	182,22	101,56	224,50	32,40	540,68	406,72	75

Figura 6. Análisis de incidentes con pérdida de suministro en el sistema eléctrico de Ceuta



Paseo del Conde de los Gaitanes, 177
28109 Alcobendas (Madrid)
Tel. 91 650 85 00 / 20 12

www.ree.es