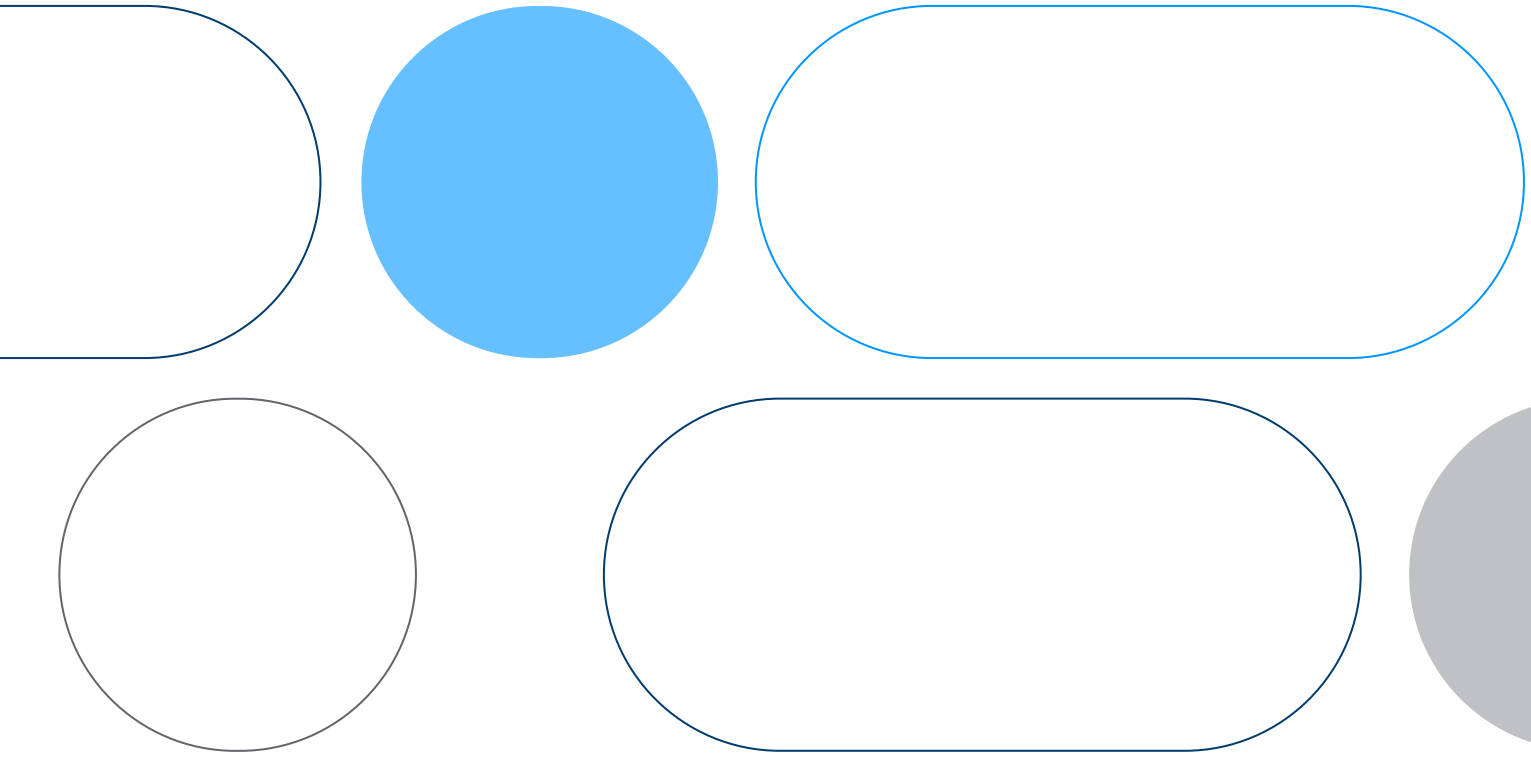
red eléctrica
Una empresa de Redeia

Informe de las necesidades de control de tensión del Sistema Eléctrico Peninsular

Recursos disponibles, previstos y plan de actuación

Dirección General de Operación

3 de noviembre de 2026



Índice

1 Objeto y alcance 3

2 Marco normativo y regulatorio del control de tensión 3

3 Situación actual y evolución del sistema eléctrico 6

3.1 Situación actual 6

3.2 Necesidades previstas 14

4 Recursos disponibles y previstos 18

4.1 Recursos actualmente disponibles 18

4.2 Recursos de Red de Transporte planificados 19

5 Plan de actuación integral 20

1 Objeto y alcance

El presente informe tiene por objeto dar cumplimiento a lo establecido en la *Resolución de 30 de junio de 2026, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifican los procedimientos de operación eléctricos 7.4 y 14.4 para fomentar la prestación dinámica del servicio de control de tensión*. En particular, responde a lo dispuesto en el resuelve séptimo en el que se requiere al Operador del Sistema la elaboración de un informe sobre las necesidades de control de tensión y de los recursos disponibles previstos, así como de un plan de actuación integral para proporcionar los recursos adecuados. Además, será publicado en la página web del Operador del Sistema y se actualizará de manera trimestral.

Al igual que el ámbito de aplicación del Procedimiento de Operación 7.4, este informe analiza el sistema eléctrico peninsular.

2 Marco normativo y regulatorio del control de tensión

El marco normativo y regulatorio del control de tensión está integrado por disposiciones europeas y nacionales que regulan, de forma complementaria, la operación segura del sistema, los requisitos técnicos de las instalaciones conectadas a la red, la prestación y liquidación del servicio de control de tensión y los criterios aplicables para el desarrollo de la red de transporte. Entre otros aspectos, se establece los principios relativos a la seguridad operativa, el mantenimiento de las tensiones dentro de los límites establecidos, la gestión de la potencia reactiva, la aplicación de medidas correctoras y la coordinación entre los gestores de las redes de transporte y distribución y los usuarios significativos de la red, requisitos relativos a la capacidad de aportación y absorción de potencia reactiva, el control de tensión y el comportamiento de las instalaciones ante variaciones de tensión… A continuación, se recogen las principales disposiciones aplicables al sistema eléctrico peninsular:

Marco europeo

En el ámbito europeo, el **Reglamento (UE) 2017/1485** de la Comisión, de 2 de agosto de 2017, por el que se establece una directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad, constituye la referencia general para la operación segura de la red de transporte.

Este marco se complementa con los códigos de red de conexión, que determinan los requisitos técnicos mínimos aplicables a las instalaciones conectadas a la red. En particular, el **Reglamento (UE) 2016/631** regula los requisitos de conexión de los módulos de generación de electricidad; el **Reglamento (UE) 2016/1388**, los correspondientes a las instalaciones de demanda y a las redes de distribución; y el **Reglamento (UE) 2016/1447**, los aplicables a los sistemas de alta tensión en corriente continua y a los módulos de parque eléctrico conectados en corriente continua.

Marco nacional

En el ámbito nacional, la **Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico**, establece el marco general de la operación del sistema, la seguridad y calidad del suministro, la planificación de la red de transporte y las funciones del Operador del Sistema.

Asimismo, el **Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica**, establece el marco reglamentario para la gestión técnica del sistema y los procedimientos de operación. Más recientemente, el **Real Decreto 997/2025, de 5 de noviembre, por el que se aprueban medidas urgentes para el refuerzo del sistema eléctrico**, incorpora actuaciones orientadas a reforzar la resiliencia, robustez y estabilidad del sistema.

Requisitos técnicos de las instalaciones

La implementación nacional de los códigos de red de conexión se desarrolla mediante el **Real Decreto 647/2020, de 7 de julio**, y la **Orden TED/749/2020, de 16 de julio**, modificada por la **Orden TED/82/2026, de 9 de febrero**. Estas disposiciones concretan los requisitos técnicos exigibles a las instalaciones de generación, demanda y a los sistemas de alta tensión en corriente continua, incluidos los relacionados con la capacidad de potencia reactiva y el control de tensión.

Adicionalmente, el **Real Decreto 413/2014, de 6 de junio**, regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos y establece las obligaciones técnicas aplicables a estas instalaciones, incluidas las relativas a la aportación de potencia reactiva, el seguimiento de consignas y la participación en los servicios de ajuste en los términos previstos en la normativa aplicable.

Criterios generales de seguridad y operación del sistema

Los criterios generales aplicables al control de tensión durante la operación del sistema se recogen principalmente en el **Procedimiento de Operación 1.1**[1] **«Criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico»**, que establece las condiciones de seguridad que deben mantenerse tanto en situación normal como ante contingencias; el **Procedimiento de Operación 1.3 «Establecimiento de las tensiones admisibles en los nudos de la red gestionada por el Operador del Sistema»**; y el **Procedimiento de Operación 1.4 «Condiciones de entrega de la energía en los puntos frontera de la red gestionada por el Operador del Sistema»**.

Regulación específica del servicio de control de tensión

La prestación del servicio de control de tensión se regula específicamente en el **Procedimiento de Operación 7.4 «Servicio de control de tensión»**, mientras que su tratamiento económico se recoge

[1] En el marco del desarrollo del Artículo 4.1b) del RD 997/2025, el OS realizó una consulta pública del Procedimiento de operación 1.1 en la que se introduce un nuevo parámetro de control del sistema asociado a la variabilidad de la tensión. Esta propuesta de Procedimiento de operación 1.1 aún no ha sido aprobada por el organismo regulador correspondiente.

en el **Procedimiento de Operación 14.4 «Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema»**.

El marco actual del servicio fue desarrollado mediante la **Resolución de 12 de junio de 2025, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia**, por la que se modificaron diversos procedimientos de operación para el desarrollo de un servicio de control de tensión en el sistema eléctrico peninsular español además del RD 413/2014. Posteriormente, la **Resolución de 30 de junio de 2026** modificó los Procedimientos de Operación 7.4 y 14.4 para fomentar la prestación dinámica del servicio y estableció el mandato de elaboración y actualización del presente informe.

En relación con los consumidores conectados a la red de transporte, su contribución al control de tensión está regulado por la **Circular 3/2020**, donde se establece un factor de potencia horario en función de cada período. Asimismo, el Procedimiento de operación 7.4 recoge la posibilidad de que la demanda pueda participar en la prestación del servicio de control de tensión basado en consignas en tiempo real de manera voluntaria.

Regulación específica de la planificación

En el ámbito de la planificación de la red de transporte, el **Procedimiento de Operación 13.1 «Criterios de desarrollo de la red de transporte»** establece los criterios técnicos utilizados para evaluar la idoneidad de la red futura, incluyendo los análisis de tensiones, las necesidades de compensación de potencia reactiva y el comportamiento dinámico del sistema.

3 Situación actual y evolución del sistema eléctrico

La evolución del sistema eléctrico peninsular en los últimos años está marcada por el crecimiento de la generación renovable, en especial solar fotovoltaica, y por una mayor participación de instalaciones conectadas mediante electrónica de potencia. Esta transformación da lugar a escenarios de operación diferentes desde el punto de vista de disponibilidad y distribución de los recursos que tradicionalmente han contribuido al control de tensión.

El crecimiento de la generación renovable instalada presenta, además, una distribución territorial desigual resultado de las decisiones individuales de los promotores y del avance de sus proyectos en un contexto liberalizado. La incorporación de nuevas instalaciones en zonas con elevado recurso renovable modifica el equilibrio geográfico entre generación y consumo y, en consecuencia, la magnitud y distribución de los flujos de potencia en la red de transporte.

Por su parte, la evolución de la demanda, la incorporación de nuevos consumidores y el desarrollo del autoconsumo y del almacenamiento modifican los perfiles de consumo y de intercambio de energía con la red. El efecto conjunto de estas transformaciones puede favorecer, en determinados escenarios, un comportamiento más capacitivo del sistema, lo cual inyecta más potencia reactiva en el sistema y aumenta las tensiones, aumentando a su vez la necesidad de compensar esa inyección de potencia reactiva adicional.

3.1 Situación actual

En la actualidad, el Operador del Sistema dispone de distintos recursos para mantener las tensiones dentro de los rangos adecuados establecidos en la normativa vigente.

- Los elementos propios de la red de transporte, como las reactancias, los equipos de compensación dinámica —por ejemplo, los STATCOM— y la regulación de tomas de los transformadores de la red de transporte.
- En ocasiones se puede adaptar la topología de la red, mediante la conexión o desconexión de determinados elementos.
- La capacidad de generación, almacenamiento y demanda habilitada para prestar el servicio de control de tensión ya sea mediante la prestación básica o mediante el seguimiento de consignas de tensión o de potencia reactiva en tiempo real.
- La programación o el redespacho de generación por restricciones técnicas.

En el análisis del comportamiento de la tensión deben considerarse tanto sus valores como su variabilidad. En este contexto, en el marco del desarrollo del mandato 4.1 b) del Real Decreto 997/2025, el Operador del Sistema (OS) realizó una propuesta de consideración de indicadores asociados a la variabilidad de la tensión.

A continuación, se incluye un análisis de la situación actual en distintos ámbitos del sistema, así como de las distintas líneas de actuación que se están abordando en el contexto del control de la tensión.

Generación

El marco normativo ha evolucionado para aumentar la participación de las instalaciones y favorecer una prestación más dinámica. El Procedimiento de Operación 7.4 aprobado por la CNMC en junio de 2025 regula actualmente el servicio de control de tensión y permite al sistema disponer de recursos que siguen consignas en tiempo real, y establece asimismo mecanismos de liquidación con el objetivo de incentivar un adecuado cumplimiento del servicio. Desde la implantación oficial el 17 de marzo de 2026 del servicio voluntario de consignas en tiempo real, el número de instalaciones habilitadas en este servicio aumenta progresivamente, incrementándose el recurso dinámico de control de tensión especialmente por parte de la generación RCR. El Procedimiento de operación 7.4 también establece la posibilidad de crear mercados zonales de reactiva en aquellas zonas en las que sean necesario.

En este sentido, el Procedimiento de operación 7.4 publicado el 10 de julio de 2026, así como la modificación del RD 413/2014 a través de la aprobación del RDL 25/2026, contemplan que los gestores de red puedan solicitar a las instalaciones que dispongan de capacidades la participación a través de una nueva modalidad de control de tensión basada en el seguimiento de una consigna fija de tensión o reactiva. En este punto, **se considera relevante la implementación de esta modalidad de consigna fija**, que permitiría incrementar el recurso de control de tensión dinámico en el sistema por parte de la generación RCR, frente a una participación mediante seguimiento de factor de potencia que no proporciona una respuesta dinámica al control de tensión.

En resumen, en el sistema eléctrico peninsular existen actualmente las siguientes modalidades de prestación del servicio de control de tensión:

- Prestación básica: obligatoria para todas las instalaciones RCR conforme al RD 413/2014 y para todas las instalaciones de generación convencional conforme al Procedimiento de operación 7.4.
- Prestación basada en consignas en tiempo real (de tensión o de reactiva): de carácter potestativo para instalaciones conectadas a la red de transporte.
- Prestación basada en consigna fija (de tensión o de reactiva): de carácter voluntario pero el gestor de red (OS o distribuidor) pueden solicitarlo de manera obligatoria a las instalaciones que tienen la capacidad técnica. Actualmente en proceso de implementación.
- Participación en los mercados de reactiva: de carácter voluntario para las instalaciones en prestación de consigna en tiempo real.

Adicionalmente, desde el 1 de octubre de 2026 se ha hecho uso de la capacidad de **limitación de las rampas de potencia activa de 15 minutos** a la generación sujeta a la Orden TED, como medida para suavizar los cambios bruscos de producción que producen variaciones de tensión, especialmente en los procesos de subida, bajada o desconexión. Esta actuación favorece una

evolución más gradual de los flujos por la red y contribuye a disminuir la variabilidad de las tensiones y a facilitar una operación más estable del sistema. Si bien actualmente el valor de rampa de potencia activa establecido es de 15 minutos, para aquellas instalaciones habilitadas en el servicio de control de tensión bajo la modalidad de seguimiento de consignas en tiempo real este valor de rampa se reduce a 10 minutos. Por su parte las instalaciones conectadas a la red de distribución, tienen establecida una rampa de 2 minutos desde marzo de 2025, no siendo requerido un tiempo más lento por parte de los gestores de la red de distribución similar al requerido para las instalaciones conectadas a la red de transporte por parte del OS. Adicionalmente, en el marco del desarrollo del RD 997/2025, el OS ha elaborado una propuesta de nuevo Procedimiento de Operación 1.7 que establece un mecanismo de supervisión del cumplimiento de estas rampas de potencia.

Por otro lado, es necesario que el **futuro Real Decreto de requisitos técnicos**[2]**, así como el RfG 2.0**, establezcan requisitos adecuados a la evolución prevista del sistema. La nueva generación deberá disponer de capacidades suficientes de control de tensión y potencia reactiva, con una respuesta estable y efectiva en los distintos regímenes de funcionamiento, de forma que pueda contribuir a cubrir las necesidades futuras y a mantener la seguridad del sistema en escenarios con una elevada penetración de instalaciones conectadas mediante electrónica de potencia.

Puntos frontera con otras redes: redes mancomunadas de generación y red de distribución

Desde el punto de vista operativo, el sistema presenta necesidades cada vez más variables y localizadas. En periodos de demanda baja o media y de escasas circulaciones de potencia activa, especialmente cuando disminuye la producción renovable en determinadas zonas, es especialmente necesario disponer de recursos suficientes para absorber potencia reactiva y mantener las tensiones dentro de los márgenes establecidos en la normativa vigente. Parte de esta dificultad procede también del comportamiento de las redes de evacuación compartidas y de los puntos frontera entre transporte y distribución, que pueden inyectar potencia reactiva en momentos en los que el sistema necesita el efecto contrario.

En relación con esto, cabe destacar que en los últimos años ha aumentado la extensión de redes de evacuación de generación que incorporan tramos soterrados en cable, en muchos casos como consecuencia de los condicionantes establecidos en las declaraciones de impacto ambiental. Debido a su elevada capacidad, estos tramos generan potencia reactiva, especialmente cuando se encuentran poco cargados, pudiendo provocar su inyección en la red de transporte durante los periodos de baja producción renovable, precisamente cuando disminuye la capacidad efectiva o el incentivo de las instalaciones de generación para compensarla. Aunque el P.O. 7.4 vigente incorpora la supervisión por parte del operador del sistema de la compensación del aporte de reactiva de las instalaciones de conexión comunes y prevé la adopción de medidas adicionales cuando resulte necesario, persisten condicionantes que pueden limitar su efectividad inmediata, en particular en las redes de evacuación compartidas y durante las horas de producción reducida o nula. En

[2] Actualmente en fase de tramitación por el Ministerio

consecuencia, la proliferación de tramos soterrados puede incrementar las necesidades de absorción de reactiva del sistema y requerir inversiones adicionales en reactancias u otros equipos de compensación de esa reactiva, así como el acoplamiento de generación síncrona por restricciones técnicas. Estos efectos deben ser considerados en la evaluación técnico-económica global de los soterramientos y, cuando proceda, acompañarse desde su diseño de medidas de compensación suficientes en el punto de conexión con la red de transporte, evitando trasladar al conjunto del sistema los condicionantes y costes asociados a la gestión de la reactiva generada por las redes de evacuación, tal como se describe en el apartado 3.2.

Como se ha comentado previamente, el Artículo 10.5 del Procedimiento de operación 7.4 contempla la potestad al OS (bajo conformidad de la CNMC) de requerir, en un plazo determinado, la compensación de la inyección o absorción de reactiva que se produzca en contra de las necesidades del sistema en aquellas redes de evacuación que superen un determinado umbral (1 000 MVArh mensuales).

Para la cuantificación del vertido en contra de las necesidades del sistema, de acuerdo con lo establecido en el Anexo II del Procedimiento de operación 7.4, se considerarán únicamente determinados períodos horarios nocturnos (H1 hasta H7, H23 y H24) y únicamente se cuantificarán las inyecciones de reactiva cuando la tensión en la red de transporte se sitúe por encima de un determinado valor (considerando una banda muerta de +/- 10 kV en la red de 400 kV y +/- 5 kV en la red de 220 kV, es decir, 410 kV y 228 kV, respectivamente).

Redes mancomunadas de generación

A continuación, se presenta la evolución del vertido de potencia reactiva[3] de las redes mancomunadas de generación y de los puntos frontera Transporte-Distribución en contra de las necesidades del sistema de acuerdo con los criterios mencionados anteriormente (únicamente períodos nocturnos, y únicamente en sentido inyección cuando la tensión en el punto de conexión a la red es superior a 410 kV o 228 kV), a lo largo del año 2026:

	N.º nudos que superan el umbral mensual	% respecto a total
Enero	63	26%
Febrero	53	22%
Marzo	55	22%
Abril	52	21%
Mayo	45	18%
Junio	37	15%
Julio	28	11%
Agosto	40	16%
Septiembre	33	13%

Tabla 1 Resumen del número de redes mancomunadas de generación que superan el umbral mensual

[3] De acuerdo a la mejor información disponible por el OS.

Adicionalmente, se representan las curvas monótonas de energía reactiva generada o consumida por las redes mancomunadas en el sentido contrario a las necesidades del sistema, de acuerdo a los criterios mencionados previamente.

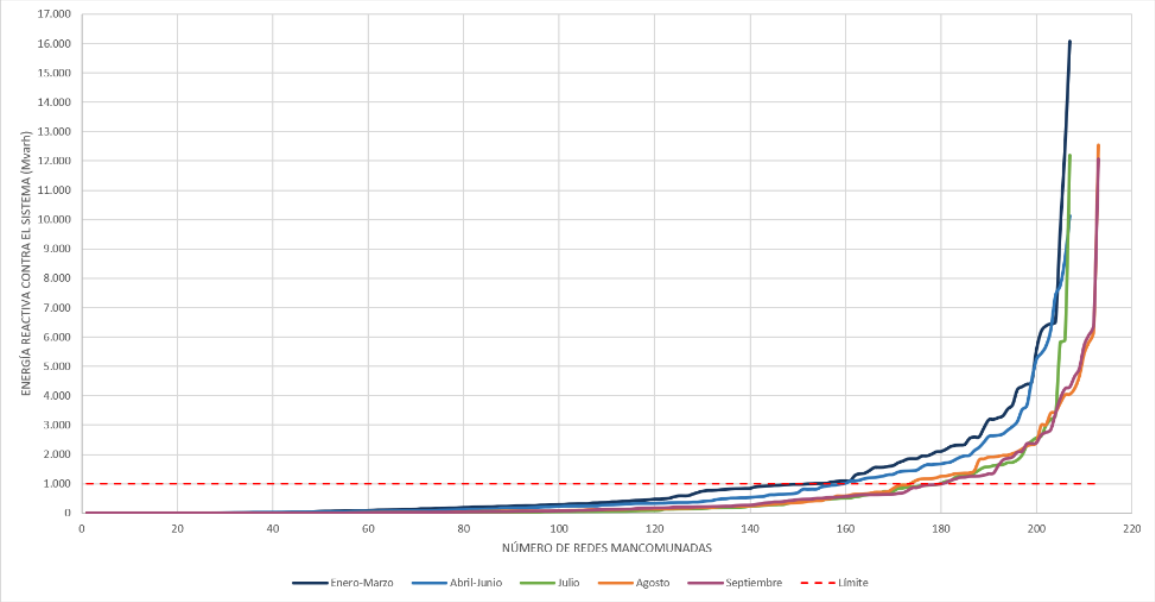


Figura 1 Monótonas de energía reactiva generada o consumida por las redes mancomunadas en el sentido contrario a las necesidades del sistema

Puntos frontera transporte-distribución

En relación con el comportamiento de los puntos frontera transporte-distribución, actualmente el Procedimiento de Operación 7.4 no identifica un umbral concreto para evaluar el vertido de reactiva por parte de estos puntos. Sin embargo, al objeto de facilitar el análisis de los datos, se ha considerado el mismo umbral que el establecido para las redes mancomunadas (1 000 MVArh mensuales en contra delas necesidades del sistema) y se proporcionan a continuación datos análogos de la evolución del vertido de reactiva por parte de los puntos frontera transporte-distribución a lo largo del año 2026 (utilizando los mismos criterios que para las redes mancomunadas - únicamente períodos nocturnos, y únicamente en sentido inyección cuando la tensión en el punto de conexión a la red es superior a 410 kV o 228 kV).

	N.º nudos que superan el umbral mensual	% respecto a total
Enero	308	32%
Febrero	282	29%
Marzo	283	29%
Abril	277	29%
Mayo	271	28%
Junio	151	16%
Julio	87	9%
Agosto	149	15%
Septiembre	167	17%

Tabla 2 Resumen de los puntos frontera transporte distribución que superan el umbral mensual

Análogamente, se incluyen las gráficas monótonas para los puntos frontera transporte-distribución:

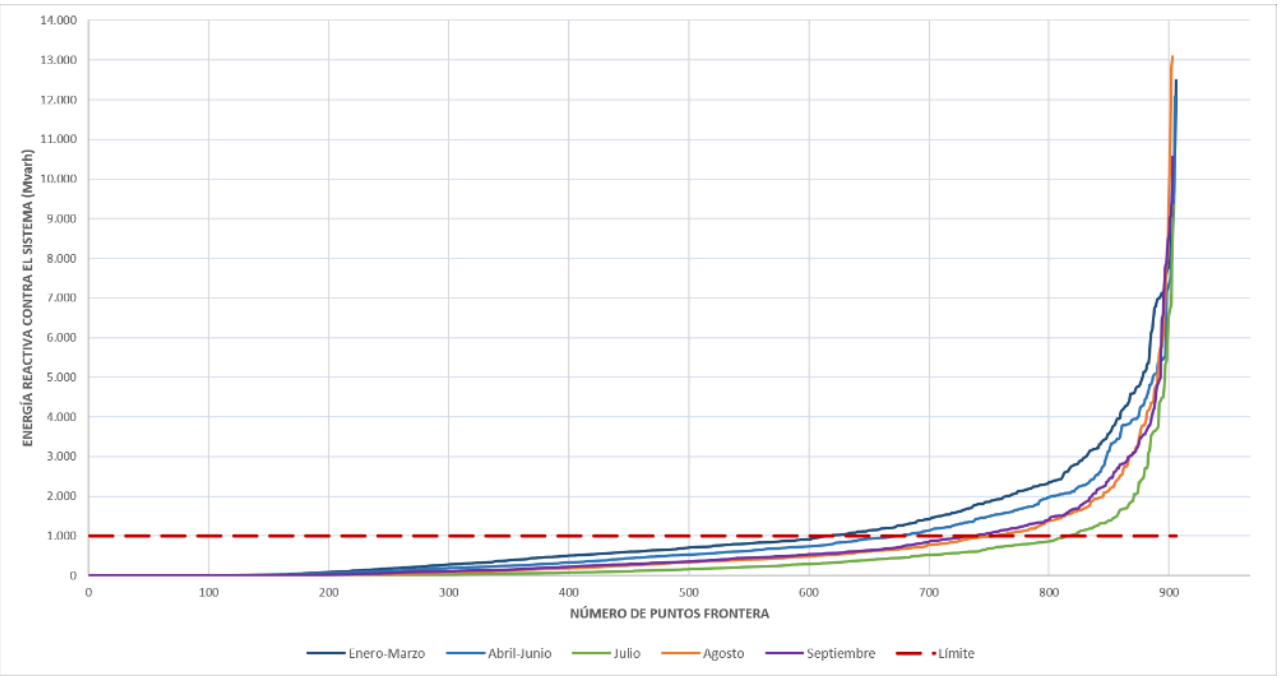


Figura 2 Monótonas de energía reactiva generada o consumida en los puntos frontera transporte distribución en el sentido contrario a las necesidades del sistema

Como se observa en la gráfica siguiente, el descenso observado en el vertido de reactiva en contra de las necesidades del sistema a lo largo de la evolución de 2026 se asocia a que las tensiones en los períodos nocturnos han mostrado una evolución descendente, que en los últimos meses se habrían situado menos tiempo por encima de 410 kV (o 228 kV).

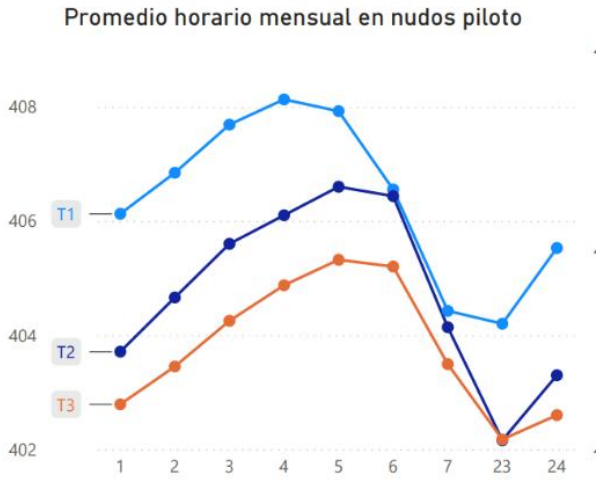


Figura 3 Evolución promedio horario trimestral de las tensiones de los nudos representativos de la red de 400 kV en horas nocturnas

Aunque el Procedimiento de Operación 7.4 contempla ciertas medidas de coordinación y obligaciones de compensación, todavía es necesario reforzar su aplicación práctica y **establecer**

medidas encaminadas a que la actuación en los puntos frontera con la red de transporte se vaya ajustando a las necesidades del sistema en cada momento, contribuyendo así de una forma más efectiva al control de la tensión del sistema en su conjunto.

En este sentido, en el marco de los grupos de trabajo establecidos por la CNMC a lo largo del año 2026 sobre el control de tensión, cabe desarrollar iniciativas de colaboración tanto en el ámbito de las redes mancomunadas de generación como con los gestores de la red de distribución con el objetivo de identificar medidas para mejorar el comportamiento de estas redes en el ámbito del control de la tensión.

En relación con este asunto, a continuación, se muestra el ejemplo de un balance de reactiva diario en el sistema eléctrico peninsular español (SEPE)[4], en el que se observa la contribución de los diversos elementos del sistema a los flujos de reactiva. Como puede observarse en esta y la siguiente gráfica, **la red de transporte** no sólo **se auto-compensa** (es decir, compensa el efecto de las líneas de la red de transporte con el efecto de los distintos elementos de compensación de reactiva de la red – fundamentalmente reactancias y STATCOMs), sino que además **estaría compensando el vertido de reactiva por parte de los puntos frontera** como son la red de distribución, así como de las redes de evacuación de generación durante los períodos de baja producción. En este caso concreto, se muestra el ejemplo del día 12 de octubre de 2026.

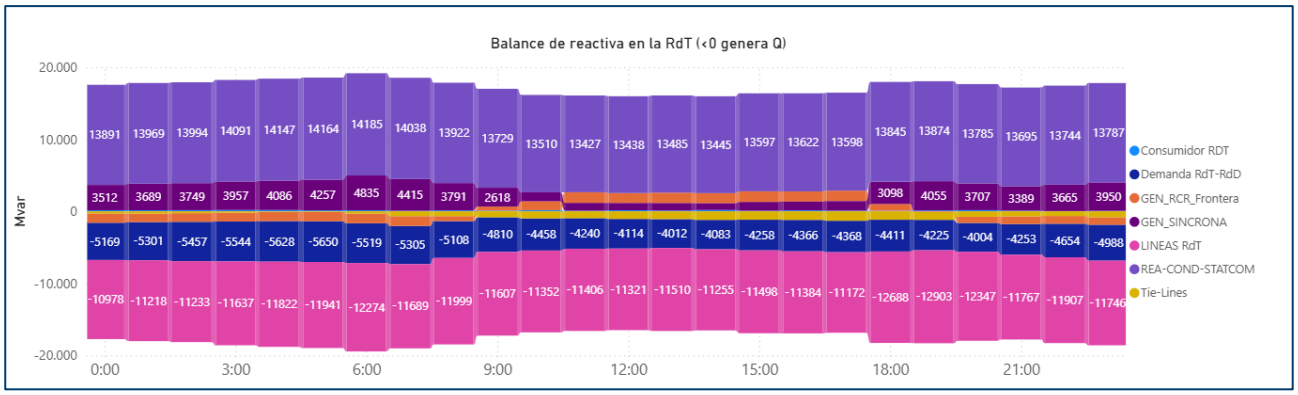


Figura 4 Balance global de reactiva en el SEPE - 12/10/2026

Por período horario H (>0 absorción)

Contribucion	1	2	3	4	5	6	7	23	24
LINEAS RdT	-10.978	-11.218	-11.233	-11.637	-11.822	-11.941	-12.274	-11.907	-11.746
REA-COND-STATCOM	13.891	13.969	13.994	14.091	14.147	14.164	14.185	13.744	13.787
Total	**2.913**	**2.751**	**2.761**	**2.454**	**2.324**	**2.223**	**1.911**	**1.837**	**2.041**

Figura 5 Balance de reactiva de la red de transporte del SPEE durante los períodos nocturnos - 12/10/2026

[4] De acuerdo a la mejor información disponible por el OS.

Adicionalmente, desde la perspectiva de la planificación de la red de transporte, resulta necesario reforzar la visibilidad y coordinación con el desarrollo previsto de las redes de distribución. Históricamente, el operador del sistema no ha dispuesto de una visión completa y suficientemente anticipada de la evolución de estas redes, ya que el intercambio se limita a intercambios puntuales en la fase de propuestas del proceso de la planificación de la red de transporte. Esto ha dificultado anticipar adecuadamente las necesidades futuras en las interfaces transporte-distribución y valorar de forma coordinada las soluciones más eficientes para el conjunto del sistema. El Real Decreto 640/2026 supone un avance relevante en este ámbito al reforzar la transparencia de los planes de inversión de distribución, estableciendo procesos de consulta y su posterior publicación. Asimismo, este refuerzo de la coordinación entre las redes de transporte y distribución se enmarca en la evolución reciente de la regulación, orientada a mejorar la resiliencia, robustez y funcionamiento conjunto del sistema eléctrico, como refleja también el Real Decreto 997/2025, de 5 de noviembre. No obstante, sigue siendo necesario avanzar en mecanismos efectivos de coordinación entre dichos planes y la planificación de la red de transporte, de modo que el operador del sistema pueda incorporar con suficiente antelación la evolución prevista de las redes de distribución y sus necesidades asociadas.

Consumidores conectados a la Red de Transporte

La Circular 3/2020 regula el comportamiento de los consumidores conectados a la red de transporte, a través del cumplimiento de unos factores de potencia determinados.

Si bien la Circular fija un factor de potencia para cada periodo horario, a día de hoy no se ha publicado ningún precio para el término de energía reactiva en el periodo 6. En la práctica, esto implica que no existe ningún incentivo para que la demanda cumpla el factor de potencia establecido para dicho periodo.

Por otro lado, como el objetivo de avanzar hacia un comportamiento de los consumidores más ajustado a las necesidades del sistema, especialmente en períodos valle de bajo consumo, en el año 2024 se implementó un Proyecto Demostrativo Regulatorio (PDR) de control de tensión para la demanda[5] con el objetivo de incentivar un comportamiento inductivo de la misma, y por tanto absorber reactiva de la red, la cual tendría un efecto de disminuir la tensión del sistema. Desde el comienzo del PDR de la demanda, desde el OS se ha solicitado su prórroga en tanto no se modifique el término de reactiva establecido actualmente en la Circular 3/2020 para períodos valle.

En relación con lo anterior, desde el OS se ha solicitado en determinadas ocasiones la revisión del factor de potencia y de este término de la Circular, en especial para el período 6 (valle), con el objetivo de incentivar un comportamiento inductivo por parte de los consumidores conectados a la red de transporte y que éstos contribuyan a las necesidades del sistema en períodos de baja demanda.

[5] A fecha 30/09/2026, las instalaciones que participan en el PDR suponen un total de 548 MVAr en la red de transporte y de 210 MVAr en la red de distribución.

Asimismo, el 12 de junio de 2026 el OS y los gestores de las redes de distribución enviaron a la CNMC una propuesta conjunta de nuevo Proyecto Demostrativo Regulatorio para la demanda. La propuesta contempla modalidades voluntarias de seguimiento de consignas de tensión o potencia reactiva, tanto en tiempo real como mediante consignas fijas, y una alternativa basada en el factor de potencia para las instalaciones que no puedan seguir consignas. Con ello se pretende aprovechar las capacidades reales de la demanda y favorecer una contribución más efectiva al control de tensión.

Por otro lado, teniendo en cuenta el contexto actual del sistema, así como el escenario próximo de crecimiento de grandes consumos (industria, centros de datos, electrolizadores, etc.), se hace necesario establecer mecanismos para que la demanda participe de una forma más efectiva al control de tensión del sistema, así como reforzar los requisitos aplicables a la demanda en esta materia. El objetivo es que los grandes consumidores respondan de forma segura ante variaciones de tensión y evitar cambios bruscos de potencia activa o reactiva que afecten a la estabilidad del sistema.

Autoconsumo

En el ámbito de los requisitos técnicos, es importante indicar que la capacidad para soportar huecos de tensión es un requisito que exige la orden TED/749/2020 a generadores tipo B, C y D. Dicha normativa no impone dicho requisito a los generadores tipo A (≤100 kW) y, adicionalmente, en base a la DT 3ª del RD 647/2020, ciertos tipos de autoconsumo estaban exentos del cumplimiento de requisitos técnicos, lo cual adquiere una importancia creciente en un sistema eléctrico con una elevada penetración de generación distribuida, ya que su desconexión simultánea ante una perturbación puede incrementar significativamente la pérdida de generación y, con ello, agravar el impacto en el sistema de dicha perturbación. Con el fin de reforzar la resiliencia del sistema ante perturbaciones la Orden TED/82/2026, de 9 de febrero, modificó la Orden TED/749/2020, actualizando los requisitos técnicos de conexión e imponiendo el requisito de soportar huecos de tensión también a los generadores futuros de tipo A y puso fin a la exención de cumplimiento de requisitos técnicos de la DT 3ª del RD 647/2020.

Sin embargo, la magnitud de generación de pequeño tamaño ya conectada en el sistema y que no cumple el requisito de hueco de tensión y su impacto en el empeoramiento de las condiciones de estabilidad del sistema, así como en la limitación de la capacidad de acceso para nuevos generadores hacen conveniente valorar la necesidad de extensión de este requisito a instalaciones ya existentes. La adaptación técnica que, en principio, requeriría este tipo de generación para poder cumplir con el requisito de hueco de tensión parece tener un coste muy limitado, al menos, para un alto porcentaje de las instalaciones.

3.2 Necesidades previstas

Necesidad de control de tensión estático

La identificación de las necesidades futuras de control de tensión se realiza en un contexto caracterizado por importantes incertidumbres asociadas tanto a la evolución del sistema eléctrico.

Estas incertidumbres afectan a la magnitud, localización y naturaleza de los recursos que finalmente se incorporan al sistema y, en consecuencia, a las necesidades futuras de control de tensión y estabilidad.

En primer lugar, los procesos de planificación deben anticipar la evolución del sistema, mientras que las decisiones de inversión en generación, almacenamiento, consumo e infraestructuras asociadas corresponden a múltiples agentes que toman decisiones individuales en un entorno liberalizado. Como resultado, existe incertidumbre sobre las nuevas instalaciones tanto de generación como de demanda sobre su punto de conexión a la red de transporte o distribución, las características de las redes privadas o mancomunadas de conexión, la tecnología finalmente desarrollada, su potencia instalada efectiva, los calendarios de puesta en servicio y, en muchos casos, sobre su propia materialización.

Asimismo, las solicitudes de acceso y conexión identifican una capacidad potencial de desarrollo, pero no permiten conocer con certeza años antes cuáles serán los proyectos que finalmente se ejecutarán ni sus características definitivas. Adicionalmente, una misma posición de la red puede llegar a albergar tecnologías con perfiles de funcionamiento muy diferentes, como generación fotovoltaica, generación eólica o almacenamiento, lo que puede dar lugar a escenarios operativos y necesidades de control de tensión significativamente distintos a los considerados inicialmente durante los ejercicios de planificación.

Otra de las consecuencias del aumento de la instalación de generación es el incremento en el tamaño y la complejidad de las redes de evacuación de generación que se constituyen con líneas largas que, en algunas ocasiones, como resultado de la Declaración de Impacto Ambiental, presentan tramos soterrados en cable requiriendo para su compensación volúmenes importantes de energía reactiva.

Por otra parte, la evolución del marco normativo y regulatorio constituye otro factor de incertidumbre significativo. La actualización de los requisitos técnicos aplicables a la generación, la demanda, el almacenamiento o las redes de evacuación. La evolución de esta normativa a nivel nacional o europea, puede modificar tanto las capacidades necesarias de control de tensión disponibles en el sistema como los criterios utilizados para evaluar su suficiencia.

Adicionalmente, también existen incertidumbres relacionadas con la evolución de la demanda, el despliegue de nuevas formas de consumo electrificado, el desarrollo del autoconsumo o el almacenamiento. Estos factores pueden alterar los patrones de flujo de potencia y modificar la localización y magnitud de las necesidades de control de tensión respecto a las consideradas inicialmente.

Por todo ello, la planificación de la red de transporte debe plantear unas hipótesis para llevar a cabo sus análisis, y plantear disponer de elementos de control de tensión estático suficientes y adecuadamente localizados y dimensionados en la red de transporte.

Este proceso, valorado en cada ciclo de planificación debe concebirse como un proceso dinámico, sujeto a revisiones periódicas que permitan adaptar las soluciones previstas a la evolución real del sistema. Un ejemplo representativo de las incertidumbres mencionadas se refleja en la evolución

de la generación fotovoltaica durante el horizonte de la Planificación de la Red de Transporte 2021-2026. Aunque los escenarios de planificación considerados en su momento contemplaban un importante crecimiento de esta tecnología, la distribución geográfica finalmente materializada presentó una concentración significativamente superior en determinadas zonas, especialmente en Andalucía, Extremadura y Castilla-La Mancha. Esta evolución dio lugar a patrones de generación y flujos de potencia diferentes a los considerados inicialmente, incrementando la relevancia de los flujos de transporte en sentido sur-norte y modificando las necesidades de control de tensión en distintas áreas del sistema.

Necesidad de control de tensión dinámico, diversificación tecnológica y resiliencia

Adicionalmente a la evaluación de las necesidades estáticas, los ejercicios de planificación de la red de transporte incorporan análisis que permiten identificar las necesidades futuras en términos de estabilidad dinámica del sistema en su conjunto, incluyendo estabilidad oscilatoria, estabilidad de tensión y estabilidad de frecuencia. En concreto, para asegurar la estabilidad de tensión se requiere que el sistema disponga de suficientes recursos capaces de reaccionar en cuestión de segundos o incluso de fracciones de segundo, aportando o absorbiendo potencia reactiva según las necesidades de cada momento.

Este control es especialmente importante en sistemas eléctricos en los que se producen variaciones rápidas en los consumos o generación debido a cambios en los programas de generación, almacenamiento o intercambio, cambios en la potencia de generación por la disponibilidad de energía primaria o por participación en los servicios de balance o modificaciones bruscas de la demanda en consumos de tamaño significativo. En este sentido, la evolución esperada del sistema eléctrico español en el horizonte 2030 en el escenario de planificación implica una mayor necesidad de control dinámico de tensión por la evolución de la potencia instalada en diferentes tecnologías de generación y sus ubicaciones, por el aumento de las capacidades de interconexión y por la evolución en el tamaño de las demandas conectadas a la red de transporte.

Para cubrir estas necesidades, el sistema dispone, por un lado, de los recursos de control de tensión disponibles por parte de los generadores conectados a la red acorde al procedimiento de operación relativo a control de tensión. Sin embargo, es conveniente que estos recursos se complementen con capacidades provenientes de elementos de red plenamente integrados, como compensadores síncronos, STATCOMs, E-STATCOMs o reactancias controladas magnéticamente. En efecto, las capacidades aportadas por estos últimos elementos se caracterizan por una mayor disponibilidad, así como por una mayor eficiencia. Podrán ser aportadas directamente en el nudo de la red de transporte, sin necesidad de que la potencia reactiva tenga que fluir a través de las redes de evacuación de generación o que dicha aportación requiera del acoplamiento a la red de grupos térmicos o hidráulicos, que en muchas horas suponen un coste relevante de restricciones técnicas para los consumidores.

En este sentido y con objeto de garantizar la estabilidad dinámica del sistema, la propuesta del Plan de desarrollo de la red de transporte horizonte 2030 sometida a consulta pública contempla la instalación de una serie de dispositivos que permiten mejorar la estabilidad del sistema, como son

MCSR[6], E-STATCOM[7], FACTS serie[8] y compensadores síncronos[9]. Este conjunto diversificado de dispositivos mejora de la estabilidad del sistema eléctrico en su conjunto, incluyendo estabilidad oscilatoria, estabilidad de tensión y estabilidad de frecuencia. En particular, la solución favorece también tanto el control y mitigación de las variaciones de tensión. En la tabla adjunta, se incorpora un resumen de la aportación de los distintos dispositivos planificados en la red de transporte a la mejora en la estabilidad del sistema en sus diferentes ámbitos.

Dispositivos	Estabilidad tensión	Estabilidad oscilatoria	Número equipos planificados
Compensadores síncronos	++	+	8
E-STATCOM	++	++	4
SSSC	o	++	1
MCSR	++	o	8

o: Sin contribución; **+**: Contribución perceptible; **++**: Contribución relevante

Tabla 3 Aportación de los distintos dispositivos planificados en la red de trasporte a la mejora de la estabilidad del sistema

[6] Reactancias controladas magnéticamente, pertenecientes a la familia de los FACTS, son equipos que ofrecen un control de tensión flexible, automático, continuo y dinámico de la tensión en los nudos de la red de transporte donde se conectan. Disponen de un núcleo magnético y un sistema de control que permite ajustar automáticamente su funcionamiento a las necesidades del sistema de manera continua y sin escalones, a diferencia de lo que ocurre con las reactancias convencionales.

[7] Compensador síncrono estático, dentro de la familia de los FACTS que se conecta en paralelo a la red y permite un control de tensión dinámico mediante inyección o absorción de potencia reactiva en tiempos del orden de milisegundos que lleva incorporado un pequeño sistema de almacenamiento de energía mediante supercondensadores generalmente. Esto permite que se gestione tanto la potencia reactiva como la potencia activa a través de controles como el POD-P (Power Oscillations Damping).

[8] FACTS serie (Flexible AC Transmission System en configuración serie) es un dispositivo que se conecta en serie con una línea de transmisión y que permite controlar de forma dinámica el flujo de potencia activa por la línea en la que actúa.

[9] Máquina eléctrica rotativa síncrona (similar a un generador, pero sin producción de potencia activa) para proporcionar soporte eléctrico mediante la inyección o absorción de potencia reactiva, así como inercia y corriente de cortocircuito.

4 Recursos disponibles y previstos

4.1 Recursos actualmente disponibles

Elementos de red

A fecha 30/09/2026, el SEPE cuenta con los siguientes elementos de compensación de reactiva, en términos de potencia instalada:

	400 kV	220 kV
Reactancias	12.150 MVAr	1.800 MVAr
STATCOMs	150 MVAr	450 MVAr

Tabla 4 Elementos de compensación reactiva por potencia instalada

Generación

En el gráfico siguiente se puede observar la evolución trimestral de la habilitación en la modalidad de prestación de consignas en tiempo real[10]:

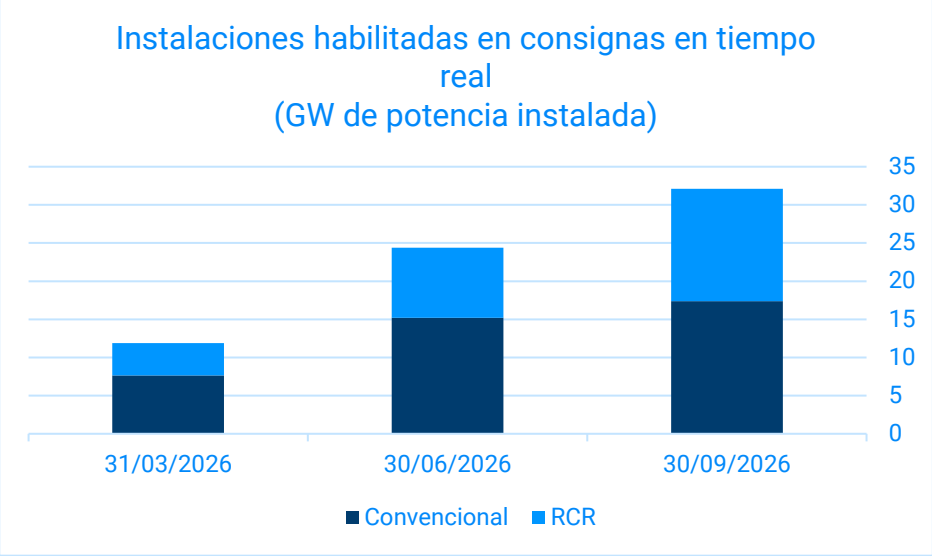


Figura 6 Evolución trimestral en la modalidad de prestación de consignas en tiempo real

En este punto, finalizado el tercer trimestre de 2026, el volumen de generación RCR que potencialmente podría aportar control de tensión dinámico sería: 37,8 GW (establecido como el cómputo global entre el volumen de potencia instalada de generación RCR a la que resultan de

[10] RCR: Renovables, cogeneración y residuos

aplicación los requisitos de la Orden TED, 749/2020 además del global de potencia de instalaciones RCR pre-Orden TED ya habilitadas en el servicio de control de tensión en seguimiento de consignas en tiempo real).

4.2 Recursos de Red de Transporte planificados

A continuación, se muestra los elementos de control de tensión plenamente integrados en la red de transporte para atender las necesidades identificadas de acuerdo con la planificación de la red de transporte vigente en la fecha de elaboración del presente informe, incluyendo las modificaciones de aspectos puntuales aprobadas hasta ese momento. Además, se incluye los datos de la propuesta de Planificación Horizonte 2030 consultada. Las actuaciones incluidas comprenden reactancias, MSCR, compensadores síncronos, STATCOM y E-STATCOM. La Tabla 5 recoge la potencia total correspondiente a cada tecnología.

Dispositivos	Tipo de compensación	Potencia total [MVAr]	Número de dispositivos	Potencia total [MVAr]	Número de dispositivos
		Planificación 2021-2026 incluidas MAP		Propuesta de Planificación Horizonte 2030	
Reactancia	Estática	10.030	80	6.880	57
MCSR	Dinámica	2.000	8	0[11]	0[11]
Compensador síncrono	Dinámica	2.000	8	2.000	8
STATCOM	Dinámica	600	4	450	3
E-STATCOM	Dinámica	1.000	4	0[11]	0[11]

Tabla 5 Elementos de compensación para el control de tensión en el sistema eléctrico peninsular contenidos en la planificación vigente con horizonte 2026 e incluidos en la propuesta sometida a consulta de la Planificación Horizonte 2030

En cuanto a las necesidades de compensación de reactiva la propia propuesta consultada de la planificación Horizonte 2030 incorpora un incremento superior a 3 800 km de líneas nuevas en

[11] *La Propuesta de Planificación Horizonte 2030 se hizo pública el 9 de Octubre de 2025 mientras que la Modificación de aspectos puntuales que incluía por primera vez los dispositivos MCSR y E-STATCOM fue aprobada en Julio de 2026*

400 kV y 830 km en 220 kV, todo ello supone un incremento aproximado de 3 440 MVAr de generación de reactiva por los propios elementos de la red de transporte a compensar en el sistema.

5 Plan de actuación integral

Se considera necesario avanzar en tres líneas complementarias.

- **Medidas operativas**: Aprovechar mejor los recursos existentes de demanda, generación, almacenamiento y redes, aumentando la habilitación para consignas en tiempo real y completando la implantación de modalidades de consigna fija, así como desarrollando los proyectos e iniciativas de desarrollo en las redes mancomunadas, puntos frontera transporte-distribución y proyecto demostrativo regulatorio de la demanda, entre otras medidas.
- **Completar el marco normativo**: sobre los criterios relativos a variabilidad de tensión, sobre el seguimiento de las de rampas de potencia activa y reactiva, sobre las redes mancomunadas de generación, sobre los puntos frontera transporte-distribución y sobre la penalización por generación de reactiva de los consumidores; revisar los requisitos de generación, almacenamiento y demanda; y asegurar la posibilidad de modificaciones de manera ágil en la planificación para adaptarla al nuevo escenario más probable teniendo en cuenta no solo la capacidad nominal de las actuaciones, sino también su localización, disponibilidad y respuesta efectiva.
- **Revisión de criterios y aspectos puntuales (Planificación):** Valorar de manera continua la necesidad de nuevos recursos, priorizando equipos de respuesta continua y dinámica en las zonas donde los estudios y la experiencia operativa muestren mayores necesidades a medida que se conozca la evolución del escenario de generación, demanda y evolución de la red de distribución.

Generación

Desde el punto de vista de la generación, se debe continuar trabajando en las siguientes líneas de actuación:

- Continuar con la habilitación de instalaciones de generación que soliciten de forma voluntaria participar en el servicio de control de tensión para el seguimiento de consignas en tiempo real.
- Implementar la modalidad de seguimiento de consigna fija para las instalaciones que dispongan de capacidad para ello, de acuerdo con lo establecido en el RD 413/2014 y el Procedimiento de operación 7.4.
- Movilizar la aplicación de rampas de potencia activa a la generación y establecimiento de medidas para el cumplimiento de las mismas, de acuerdo a lo incluido en la propuesta de Procedimiento de operación 1.7.

- Implementar los mercados de reactiva para aflorar toda la capacidad técnica de las instalaciones.
- Desarrollar y proponer la normativa pertinente como por ejemplo el proyecto de Real Decreto de requisitos de conexión o el Requirements for Generators 2.0 que establezca los requisitos necesarios para la generación en términos de control de tensión y estabilidad del sistema.
- Necesidad de ampliar el requisito de hueco de tensión a instalaciones de autoconsumo conectadas con anterioridad a la entrada en vigor de la Orden TED/82/2026.

Puntos frontera con otras redes

En relación con las redes mancomunadas de generación y los puntos frontera red de transporte-red de distribución, se debe trabajar en avanzar hacia un comportamiento de estas redes más ajustado a las necesidades del sistema en tiempo real. En este sentido, se debe avanzar en:

- Monitorización de los nudos en redes mancomunadas que superen el umbral mensual establecido en el Procedimiento de operación 7.4
- Desarrollar proyectos e iniciativas dentro de los grupos de trabajo establecidos para ello que permitan identificar soluciones para mejorar el control de tensión de las redes mancomunadas de generación y de los puntos frontera transporte-distribución y el impacto sobre la red de transporte con el objetivo de proponer los cambios normativos necesarios.
- Establecer las medidas operativas y regulatorias pertinentes para adecuar el comportamiento de estas redes a las necesidades del sistema y de modo que contribuyan de manera más efectiva al control de la tensión del sistema en su conjunto. Entre estas medidas son especialmente relevantes la aplicación de las obligaciones de compensación de reactiva en el punto de conexión a la red por parte de las redes mancomunadas de generación (en coherencia con lo establecido en el artículo 10.5 del PO 7.4), así como aquellas medidas que hagan aflorar recursos de control de tensión en la red de distribución.
- Incluir en los planes de desarrollo de la red de transporte estimaciones del efecto sobre el control de tensión en la red de transporte del desarrollo de la red de distribución y su topología, especificando tramos soterrados, así como la tipología de conexiones previstas con una tipificación de su comportamiento inductivo/capacitivo

Consumidores conectados a la Red de Transporte

Teniendo en cuenta la situación actual y las perspectivas de evolución de la demanda, en especial en un escenario de potencial crecimiento de grandes consumos conectados a la red de transporte, se debe avanzar en:

- Continuar las iniciativas y proyectos piloto del control de tensión en el ámbito de la demanda (Proyectos Demostrativos Regulatorios actuales, propuesta de Proyecto Demostrativo Regulatorio realizada en 2026, etc) así como revisión normativa (e.g. Circular 3/2020), para adecuar el comportamiento de la demanda a las necesidades del sistema, en especial en lo que respecta al término de reactiva en período valle.

- Desarrollar normativa (e.g. Real Decreto de Requisitos, Demand Connection Code) que contemple el establecimiento de requisitos y mecanismos para que la demanda participe de una forma más efectiva al control de tensión del sistema.

Elementos de la red de transporte

Desde el punto de vista de la red de transporte, se debe continuar trabajando en las siguientes líneas de actuación:

- Revisar periódicamente los criterios y las actuaciones previstas para cubrir las necesidades actuales de control de tensión, considerando modificaciones en la normativa de control de tensión, las modificaciones de los escenarios a futuro probables o identificación de nuevas zonas de atención.
- Proponer por parte del Operador del Sistema la incorporación de nuevas actuaciones o la adaptación de las existentes mediante Modificaciones de Aspectos Puntuales de la planificación o Actuaciones de Carácter Técnico, según corresponda, si las actuaciones previstas no permiten cubrir las nuevas necesidades detectadas. Estas propuestas podrán considerar la incorporación de actuaciones adicionales o nuevas tecnologías en el control de tensión desde la red de transporte, adecuando las soluciones y sus plazos a las necesidades identificadas con el objetivo de minimizar las restricciones técnicas por control de tensión cuando existan soluciones de control de tensión en la red de transporte que presenten un Análisis Coste-Beneficio positivo, es decir, beneficios para el conjunto de los consumidores del sistema que compensan los costes.
- Establecer un marco regulatorio para la asignación de los costes asociados a la compensación de reactiva derivados de actuaciones de soterramiento solicitadas por terceros, considerando el carácter acumulativo de sus efectos sobre la red.

red eléctrica

Una empresa de Redeia