

Bruselas, 29 de septiembre de 2025
(OR. en)

13340/25

ENER 469

NOTA DE TRANSMISIÓN

De:	Por la secretaria general de la Comisión Europea, D. ^a Martine DEPREZ, directora
Fecha de recepción:	29 de septiembre de 2025
A:	D. ^a Thérèse BLANCHET, secretaria general del Consejo de la Unión Europea
N.º doc. Ción.:	COM(2025) 539 final
Asunto:	INFORME DE LA COMISIÓN AL CONSEJO Y AL PARLAMENTO EUROPEO sobre la revisión de la aplicación del Reglamento (UE) 2019/941

Adjunto se remite a las delegaciones el documento COM(2025) 539 final.

Adj.: COM(2025) 539 final



Bruselas, 29.9.2025
COM(2025) 539 final

INFORME DE LA COMISIÓN AL CONSEJO Y AL PARLAMENTO EUROPEO
sobre la revisión de la aplicación del Reglamento (UE) 2019/941

1. Introducción

El Reglamento (UE) 2019/941, sobre la preparación frente a los riesgos (en lo sucesivo, «el Reglamento»), se adoptó en 2019 como parte del paquete de medidas sobre energía limpia con el objetivo de garantizar que todos los Estados miembros dispongan de herramientas adecuadas con vistas a prevenir las crisis de electricidad, prepararse frente a ellas y gestionarlas en un espíritu de solidaridad y de transparencia, respetando al mismo tiempo las exigencias de un mercado interior de la electricidad competitivo. El Reglamento se adoptó en el contexto de la profunda transformación en curso de los mercados de la electricidad de la UE, caracterizada por unos mercados más descentralizados en los que interviene un mayor número de agentes, una proporción más elevada de energías renovables y mercados de la electricidad mejor interconectados, lo que requiere medidas de seguridad del suministro más coordinadas.

El Reglamento tenía por objeto abordar estos retos a través de una serie de medidas, a saber: 1) identificación de los escenarios de crisis de electricidad regionales y nacionales; 2) evaluación de riesgos en relación con la propiedad de las infraestructuras pertinentes para la seguridad del suministro eléctrico; 3) análisis de cobertura a corto plazo y estacional; 4) planes de preparación frente a los riesgos; 5) medidas regionales y bilaterales para cooperar en la prevención o gestión de una crisis; 6) ejercicios. El presente informe evalúa la aplicación de dichas medidas sobre la base de la experiencia adquirida a lo largo de la aplicación¹ y de conformidad con el artículo 18, apartado 4, del Reglamento, que exige la preparación del presente informe a más tardar el 1 de septiembre de 2025.

Paralelamente, la Comisión está preparando un control de adecuación que evalúe la coherencia y las sinergias entre el Reglamento y el Reglamento (UE) 2017/1938, sobre la seguridad del suministro de gas. El presente informe, el informe sobre el control de adecuación y una próxima evaluación de impacto prepararán el terreno para una revisión del marco de seguridad energética de la UE anunciada en el Plan de Acción para una Energía Asequible² y en la Estrategia de Preparación de la Unión³. La revisión también mejorará la seguridad del suministro eléctrico a nivel de la Unión, prestando especial atención a la integración del sistema y a los riesgos emergentes (por ejemplo, los efectos del cambio climático, las amenazas híbridas, etc.).

2. Análisis de la aplicación de las disposiciones del Reglamento

2.1 Identificación de los escenarios de crisis de electricidad regionales y nacionales

La Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (REGRT de Electricidad) debe identificar cada cuatro años los escenarios de crisis de electricidad regionales⁴ más pertinentes en relación con la cobertura del sistema, la seguridad del sistema y la seguridad del

¹ El presente informe se ha elaborado antes de que estén disponibles las conclusiones del grupo de expertos creado por la REGRT de Electricidad para investigar el apagón en los sistemas eléctricos de España y Portugal el 28 de abril de 2025. Por consiguiente, tales conclusiones no se reflejan en el presente informe.

² COM(2025) 79 final.

³ JOIN(2025) 130 final

⁴ En virtud del Reglamento sobre la preparación frente a los riesgos, por «región» se entiende un grupo de Estados miembros cuyos gestores de redes de transporte comparten el mismo centro de coordinación regional.

combustible, en estrecha cooperación con varias partes interesadas⁵ (artículo 6). La identificación sigue una metodología que la REGRT de Electricidad desarrolla y que la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) aprueba⁶ (artículo 5). Los escenarios regionales constituyen la base para que los Estados miembros identifiquen posteriormente escenarios de crisis de electricidad nacionales (artículo 7). Ambos tipos de escenarios constituyen la base para el diseño de medidas preventivas y de atenuación sólidas.

La REGRT de Electricidad llevó a cabo la primera evaluación de los escenarios de crisis regionales en septiembre de 2020. En sus planes de preparación frente a los riesgos (en lo sucesivo, «los planes») que presentaron a la Comisión en 2022, los Estados miembros solo mantuvieron los escenarios regionales significativos para ellos y añadieron otros específicos cuando procedía (por ejemplo, el escenario *Dunkelflaute* para los Países Bajos). Sobre la base de la experiencia de la primera identificación de escenarios, el primer conjunto de planes y la recomendación del Grupo de Coordinación de la Electricidad⁷, la REGRT de Electricidad, en estrecha cooperación con la ACER y la Comisión, revisó la metodología. Esta metodología revisada⁸ fue aprobada por la ACER en 2024 y se utilizó para la segunda identificación de escenarios de crisis de electricidad regionales, que concluyó en septiembre de 2024. Las mejoras de la metodología incluyen una descripción mejorada de los escenarios regionales, simulaciones obligatorias de un número creciente de escenarios con un mayor nivel de gravedad, un nuevo enfoque descendente para garantizar una amplia dimensión regional desde las primeras fases del proceso de identificación y un compromiso continuo con las partes interesadas.

Esta ha sido la primera vez que se ha identificado un conjunto de escenarios regionales concretos sobre los que basar el trabajo sobre las medidas y así **proporcionar cierto grado de coherencia entre los Estados miembros**. Se trata de un hito significativo que ha reunido a los gestores de redes de transporte (GRT) y a las autoridades nacionales para considerar escenarios de riesgo más allá de las fronteras nacionales, dada la dimensión regional de algunos riesgos (por ejemplo, veranos extremos, que incluyen olas de calor, incendios forestales, sequías) y el mayor nivel de interconexión del sistema eléctrico.

Sin embargo, a pesar de las mejoras ya logradas, persisten algunas deficiencias. En primer lugar, **la descripción de los escenarios de riesgo en la mayoría de los planes nacionales era bastante superficial e insuficiente** para comprender cuáles eran sus repercusiones concretas. Este fue el caso de los escenarios relativos a ataques malintencionados, fenómenos meteorológicos extremos y adaptación al cambio climático. Por ejemplo, y en particular para los escenarios relacionados con la ciberseguridad, la Comisión solicitó más detalles sobre los requisitos en materia de ciberseguridad, los procedimientos de incidentes y los agentes pertinentes. En segundo lugar, **no había información concreta para cuantificar los posibles efectos indirectos de una crisis del gas en el sector de la electricidad** a fin de determinar la

⁵ El Grupo de Coordinación de la Electricidad (un grupo de expertos compuesto por los Estados miembros, la ACER y la REGRT de Electricidad), los centros de coordinación regionales y las autoridades públicas de los Estados miembros.

⁶ [Decisión de la ACER de 6 de marzo de 2020.](#)

⁷ Recomendación emitida por el Grupo de Coordinación de la Electricidad de conformidad con el artículo 6, apartado 2, del Reglamento.

⁸ [Decisión n.º 02/2024 de la ACER de 8 de marzo de 2024.](#)

necesidad de posibles medidas preventivas (regionales), incluso a la luz de los drásticos cambios derivados de la invasión a gran escala de Ucrania por parte de Rusia. De hecho, algunos Estados miembros tuvieron que llevar a cabo escenarios *ad hoc* o realizar pruebas de resistencia para comprender el alcance de las repercusiones de un acontecimiento de este tipo. Para subsanar esta situación, la Comisión pidió a los Estados miembros que profundizaran en el análisis de los escenarios para incluir los riesgos geopolíticos, la dependencia de los combustibles importados y de otras cadenas de suministro de terceros países y los efectos indirectos de otros sectores en la electricidad^{9,10}. En tercer lugar, la REGRT de Electricidad estimó, antes del invierno 2022-2023, los volúmenes críticos de gas necesarios para el funcionamiento del sector de la electricidad durante el invierno a fin de apoyar la toma de decisiones por parte de los gobiernos. A pesar de estas soluciones *ad hoc*, esto ha puesto de manifiesto una deficiencia fundamental en un elemento central de la lógica de preparación frente a los riesgos en el sector de la electricidad que exige disposiciones más concretas y operativas, así como nuevas reflexiones sobre la repercusión de la dependencia de los combustibles fósiles importados.

Otras cuestiones se refieren a **la consideración limitada de las acciones preventivas y de atenuación** en las simulaciones de escenarios, que pueden dar lugar a resultados más graves de lo que cabe razonablemente esperar en la práctica. Por consiguiente, los escenarios regionales pueden dar lugar a resultados más dramáticos que los nacionales. Asimismo, el vínculo con los escenarios de interrupción del suministro de gas natural y de las infraestructuras de la REGRT de Gas es débil, lo que lleva a la conclusión general de que **la coherencia intersectorial y la coordinación son limitadas**, a pesar de las disposiciones del Reglamento.

En cuanto a la adaptación al cambio climático, una cuestión común fue la falta de consideraciones relativas a la vulnerabilidad climática y al riesgo climático en los escenarios que podrían ayudar a diseñar medidas preventivas para reducir la exposición a los riesgos relacionados con el clima. Con pocas excepciones, los planes carecían de una indicación clara de cómo la evolución futura de la red ayudará a hacer frente a las consecuencias de estos riesgos (véase también la sección 2.4). Por último, **es necesario encontrar un equilibrio sobre cómo se incorpora la dimensión nacional en las simulaciones** para complementar el análisis regional. Cuando la dimensión nacional es limitada, puede subestimarse la repercusión de algunos tipos de riesgos (por ejemplo, incendios incontrolados), pero cuando es demasiado destacada, existe un riesgo de evaluaciones demasiado fragmentadas y específicas a nivel nacional, que la participación de los centros regionales de coordinación no ha resuelto.

2.2 Riesgos en relación con la propiedad de las infraestructuras pertinentes para la seguridad del suministro eléctrico

A más tardar cuatro meses después de la identificación de los escenarios de crisis de electricidad regionales, los Estados miembros deben identificar y notificar¹¹ a la Comisión y al

⁹ Por ejemplo, el aumento de la demanda de electricidad para calefacción en ausencia de otros combustibles.

¹⁰ Las solicitudes de la Comisión formaban parte de dictámenes no vinculantes de la Comisión emitidos de conformidad con el artículo 13, apartado 2, del Reglamento.

¹¹ La mayoría de los Estados miembros (veinticuatro) e Irlanda del Norte enviaron la notificación entre el cuarto trimestre de 2020 y el primer trimestre de 2021. Letonia y Malta presentaron su notificación al

Grupo de Coordinación de la Electricidad (GCE) cualquier riesgo en relación con la propiedad de las infraestructuras pertinentes para la seguridad del suministro eléctrico (artículo 7, apartado 4, y considerando 17). Si procede, los Estados miembros también deben indicar cualquier medida preventiva o de atenuación pertinente.

Los Estados miembros notificaron sus primeras evaluaciones de dichos riesgos en enero de 2021. Estas evaluaciones se centraron en gran medida en la infraestructura de transporte, que en muchos casos es de propiedad estatal o propiedad de entidades en las que el Estado posee una participación mayoritaria. Pocos Estados miembros han identificado posibles riesgos para la propiedad, que se consideraron poco probables. Además, la mayoría de los Estados miembros cuentan con medidas preventivas y de preparación, como mecanismos de estudios previos de las inversiones extranjeras directas o procedimientos específicos que regulan las transferencias de propiedad. La evaluación se llevó a cabo de nuevo en enero de 2025 con resultados similares.

Esta disposición ha dado lugar por primera vez a una evaluación específica de los riesgos de propiedad. No obstante, **la atención se ha centrado casi exclusivamente en las redes de transporte y distribución. Por lo general, no se tuvieron en cuenta otros activos pertinentes, como los activos de generación** (con algunas excepciones), incluso cuando las empresas estatales de terceros países tienen participaciones en activos de generación. Esto también significa que no se tuvieron en cuenta los riesgos intersectoriales, por ejemplo los relacionados con la propiedad de las infraestructuras pertinentes en el sector del gas. Se trata de un ámbito en el que es necesario realizar mejoras.

2.3 Análisis de cobertura a corto plazo y estacional

La REGRT de Electricidad debe llevar a cabo análisis de cobertura estacional a nivel de la Unión antes de cada invierno y verano y publicarlos a más tardar el 1 de diciembre y el 1 de junio, respectivamente. Aunque esta obligación no es nueva¹², estos análisis deben llevarse a cabo con arreglo a una nueva metodología común (artículo 8). Esta metodología debe utilizarse para todos los análisis de cobertura a corto plazo y estacional, independientemente de que se lleven a cabo a nivel nacional, regional o de la Unión.

La metodología para los análisis de cobertura a corto plazo y estacional fue aprobada por la ACER en marzo de 2020, a propuesta de la REGRT de Electricidad, y ha sido utilizada desde entonces por la REGRT de Electricidad para la preparación de las «Perspectivas de invierno» y las «Perspectivas de verano». Estas evaluaciones se han convertido en una herramienta muy pertinente para la preparación de cada temporada, especialmente en situaciones en las que los riesgos afectaban simultáneamente a varios Estados miembros, por ejemplo la falta de disponibilidad de generación en los países tradicionalmente exportadores. Además, desde la invasión a gran escala de Ucrania por parte de Rusia, la adopción de las perspectivas de invierno se ha avanzado hasta noviembre, con debates previos sobre las tendencias observadas

GCE en junio de 2021, tras un proyecto EU Pilot. Grecia envió su notificación a la GCE en junio de 2022, a raíz de una carta de emplazamiento.

¹² El artículo 106, apartados 1 y 2, del Reglamento (UE) 2017/1485 encomienda a los GRT que contribuyan al análisis paneuropeo de las perspectivas de invierno y verano mediante un análisis de la cobertura de la zona de control, mientras que el artículo 8, apartado 3, letra f), del Reglamento (CE) n.º 714/2009 (derogado) incluye entre las tareas de la REGRT de Electricidad «unas perspectivas anuales de la adecuación de la generación para invierno y verano».

y perspectivas preliminares en el GCE también en octubre, a fin de dejar más tiempo para adoptar medidas preventivas antes del invierno.

Sin embargo, todavía hay margen de mejora, por ejemplo, en lo que respecta a la consideración de los efectos indirectos de otros sectores. El cálculo de los volúmenes críticos de gas (véase la sección 2.1) fue útil y se ha mantenido en las perspectivas de invierno posteriores, pero revela **la necesidad de una mayor integración entre el gas y la electricidad**, en un contexto de aumento de la cuota de generación de electricidad renovable y eliminación gradual del gas fósil, y posiblemente de otros sectores en el futuro (por ejemplo, el hidrógeno). Algunos Estados miembros han pedido además que se tengan en cuenta los resultados del análisis de invierno de la REGRT de Gas en las perspectivas de invierno para la electricidad, así como una mayor integración y cooperación entre las dos REGRT.

En cuanto al análisis de la cobertura a corto plazo, todos los centros de coordinación regionales ya lo han aplicado y disponen de una herramienta paneuropea de cobertura a corto plazo. El análisis de la cobertura a corto plazo es importante para el conocimiento de la situación y para resolver las posibles limitaciones con una semana de antelación (los siete días siguientes), por lo que es un indicador significativo de si la crisis de electricidad es inminente en los Estados miembros a la hora de considerar la cobertura (es decir, si el país puede satisfacer la demanda de su país con su generación y sus intercambios). Sin embargo, este enfoque no incluye los flujos de energía ni el análisis de seguridad del sistema, como la identificación de enlaces débiles que pueden sobrecargarse y provocar incidentes en cascada de control (N-K). El análisis de seguridad puede aportar una dimensión adicional a la seguridad del suministro eléctrico. Por lo tanto, algunos Estados miembros han señalado la necesidad de incluir en este infraestructuras de transporte, que actualmente faltan en los análisis, ya que, en el caso de una crisis inminente, podría ofrecer una visión general de las posibles zonas congestionadas que impiden el flujo de energía hacia donde se necesita.

2.4 Planes de preparación frente a los riesgos

Sobre la base de los escenarios de crisis de electricidad regionales y nacionales, los Estados miembros deben adoptar y actualizar cada cuatro años los planes nacionales de preparación frente a los riesgos (en lo sucesivo, «los planes»), previa consulta a las partes interesadas pertinentes y a los organismos nacionales. Antes de su adopción, los Estados miembros deben consultar a los Estados miembros pertinentes de su región, a otros Estados miembros pertinentes directamente conectados y al GCE sobre los proyectos de sus planes para garantizar la coherencia (artículo 10). Los artículos 11 y 12 describen el contenido obligatorio de los planes y en el anexo también figura un modelo¹³.

¹³ Los principales capítulos de los planes son los siguientes: i) el resumen de los escenarios de crisis de electricidad; ii) las funciones y responsabilidades de la autoridad competente; iii) los procedimientos y medidas que deben seguirse en situaciones de crisis de electricidad; iv) el coordinador de crisis, e información sobre; v) las consultas de las partes interesadas durante el proceso de preparación de los planes; y vi) las pruebas de emergencia que las autoridades competentes deben organizar periódicamente.

Las autoridades nacionales competentes adoptaron sus planes y los notificaron a la Comisión durante 2022¹⁴, tras las consultas obligatorias. La Comisión evaluó los planes. Aunque muchos eran bastante exhaustivos en la descripción del marco nacional, esta emitió dictámenes¹⁵ en los que señalaba **la falta de cumplimiento de las disposiciones del Reglamento** y solicitó modificaciones. En su solicitud de modificaciones, habida cuenta de las circunstancias derivadas de la invasión a gran escala de Ucrania por parte de Rusia, la Comisión pidió a los Estados miembros, con carácter prioritario, lo siguiente: i) actualizar los planes centrándose de manera pragmática en la repercusión de la escasez de combustibles fósiles importados (procedentes de Rusia), por ejemplo, el cambio de combustible, el aumento de la demanda de electricidad en caso de escasez de otros combustibles para calefacción; ii) llevar a cabo una prueba del plan antes del invierno; iii) desarrollar las disposiciones de solidaridad (véase la sección 2.7) y; iv) profundizar en el análisis de los escenarios de crisis (véase la sección 2.2).

Otras peticiones comunes de la Comisión están relacionadas con:

- la limitada **descripción de los escenarios de crisis de electricidad nacionales** (véase la sección 2.1);
- la **definición de crisis de electricidad**, ya que es necesario que las partes interesadas y otros países prevean cuándo podría declararse una emergencia y, lo que es más importante, cuándo se aplicarían medidas no basadas en el mercado;
- las **pruebas de emergencia obligatorias** (véase la sección 2.8);
- información relativa a la **consulta de las partes interesadas** obligatoria antes del establecimiento del plan (artículo 10, apartado 1, del Reglamento);
- **información adicional sobre algunas medidas nacionales**, incluidos los procedimientos, las circunstancias desencadenantes y las condiciones para su aplicación, especialmente para las medidas no basadas en el mercado que hayan de activarse en una crisis de electricidad (solo como último recurso y de manera no distorsionadora);
- **planes para desarrollar futuras redes** que ayuden a hacer frente a los riesgos identificados;
- los mecanismos utilizados para **informar al público de las crisis de electricidad**;
- los mecanismos de **cooperación y coordinación con los Estados miembros fuera de su región** o con terceros países.

Los planes son una piedra angular del Reglamento. Proporcionan transparencia y permiten la coordinación de las medidas entre las regiones. De hecho, la REGRT de Electricidad concluyó en sus Perspectivas de invierno 2022-2023¹⁶ que la cooperación transfronteriza y la estrecha coordinación a todos los niveles serían fundamentales durante ese invierno para garantizar que el sistema energético europeo mantuviera su equilibrio entre la oferta y la demanda y se refirió específicamente al intercambio de planes de preparación frente a los riesgos.

¹⁴ En la fecha de finalización del plazo, el 5 de enero de 2022, solo catorce Estados miembros habían presentado sus planes. Nueve más los notificaron a finales de abril de 2022 y el último plan fue notificado en diciembre de 2022, después de que la Comisión llevara a cabo una serie de medidas de ejecución.

¹⁵ https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-security/security-electricity-supply/risk-preparedness-plans-electricity-sector-national-competent-authorities-and-commissions-opinions_es

¹⁶ [Perspectivas de invierno de la REGRT de Electricidad 2022-2023.](#)

Con todo, la situación puede mejorar. Dado que los escenarios no se describieron de forma exhaustiva, no es posible concluir si se incluyeron en los planes y se adoptaron todas las medidas adecuadas para hacer frente a los riesgos identificados. El vínculo intersectorial también sigue siendo débil, y es cuestionable si una serie de planes tienen un enfoque prospectivo, como demuestra la consideración limitada de desarrollos futuros de la red.

En cuanto al procedimiento, **las disposiciones pueden considerarse innecesariamente pesadas**, en lo que se refiere a la adopción de los planes, a su evaluación por parte de la Comisión y a la respuesta a la solicitud de modificaciones de la Comisión, lo que se puso de manifiesto mediante numerosos retrasos a pesar de las medidas de ejecución. Además, aunque la mayoría de los Estados miembros incluyeron más detalles en sus planes siguiendo las recomendaciones de la Comisión, no se abordaron todas las cuestiones, lo que demostró una eficacia limitada de los bucles de retroalimentación. La eficiencia del proceso administrativo de los planes de preparación frente a los riesgos se debate más ampliamente en el informe sobre el control de adecuación.

2.5 Medidas regionales y bilaterales para cooperar en la prevención o gestión de una crisis

El Reglamento estableció un nuevo mecanismo para que los Estados miembros colaboren en un espíritu de solidaridad para prevenir o gestionar las crisis (artículo 15). Cuando exista la capacidad técnica requerida, los Estados miembros deben ofrecerse asistencia mutua a través de medidas «regionales» o «bilaterales»¹⁷ con el fin último de proteger la seguridad tanto pública como de las personas. Las disposiciones técnicas, jurídicas y financieras necesarias para aplicar dichas medidas regionales o bilaterales deben acordarse previamente entre los Estados miembros, también en lo que respecta a una compensación justa. Posteriormente, cada Estado miembro debe aplicar y describir en su plan las medidas nacionales que garantizan la aplicación y el cumplimiento efectivos de las medidas de solidaridad. La Comisión proporcionó orientaciones¹⁸ a los Estados miembros sobre los elementos clave de la compensación justa y otros aspectos que deben incluirse en las disposiciones técnicas y financieras entre los Estados miembros para la aplicación del mecanismo de asistencia.

Los planes carecían en gran medida de información relativa a estas medidas. En algunos casos (nueve), los planes hacían referencia a los acuerdos existentes para la cooperación regional y bilateral e identificaban una serie de posibles medidas futuras, pero estas aún no se habían acordado o adoptado. Uno de los casos más avanzados fue el Foro Pentalateral de la Energía¹⁹, cuyos miembros firmaron un memorando de entendimiento en diciembre de 2021 con una lista de posibles medidas comunes para un análisis ulterior. Los Estados miembros de Europa Central y Oriental firmaron un memorando de entendimiento similar en 2022. En otros casos (quince), los Estados miembros se refirieron a los acuerdos existentes entre los GRT, pero, a falta de más información sobre las medidas concretas, no estaba claro si tales acuerdos

¹⁷ Las medidas regionales se acuerdan dentro de una región, mientras que las medidas bilaterales se acuerdan entre dos países interconectados eléctricamente, pero no en la misma región. Una región se define en el artículo 2 del Reglamento como un grupo de Estados miembros cuyos gestores de redes de transporte comparten el mismo centro de coordinación regional. Disposiciones transitorias aplicadas en espera de la creación de los centros de coordinación regionales (artículo 22 del Reglamento).

¹⁸ DO L 184 de 12.6.2020, p. 79.

¹⁹ El Foro Pentalateral de la Energía es una asociación regional que incluye a los siguientes Estados miembros: Bélgica, Alemania, Francia, Luxemburgo, Países Bajos y Austria.

cumplirían los requisitos del Reglamento. Los planes modificados a raíz de la solicitud de información adicional de la Comisión no añadían información significativa y se limitaban a señalar las negociaciones en curso con sus vecinos. Se trata claramente de un ámbito en el que son necesarias mejoras sustanciales.

Este mecanismo de cooperación bilateral y regional fue diseñado de manera que permitiera una flexibilidad significativa para su aplicación por parte de los Estados miembros mediante el establecimiento de disposiciones y requisitos mínimos. Aunque este enfoque es beneficioso para tener en cuenta diferentes condiciones específicas, las pruebas²⁰ sugieren que la aplicación práctica ha supuesto un reto, ya que requiere un acuerdo y un debate previos sobre una serie de ámbitos fundamentales en los que los Estados miembros tenían puntos de partida muy diferentes. Entre los retos encontrados figuran las diferentes definiciones de crisis de electricidad, la definición del ámbito de actuación de la autoridad competente durante una crisis, también en apoyo de otras, el desarrollo de mecanismos de compensación financiera y el establecimiento de protocolos de comunicación y coordinación. Aunque la Comisión realizó algunos esfuerzos para apoyar a los Estados miembros (por ejemplo, la aclaración de la definición de crisis de electricidad más allá del contenido del Reglamento²¹, la explicación del vínculo entre el Reglamento y el código de red relativo a emergencia y reposición del servicio²², el intercambio de prácticas existentes para la cooperación regional y algunas medidas existentes²³), no se ha desarrollado plenamente ningún nuevo mecanismo de cooperación bilateral o regional.

2.6 Ejercicios

El Reglamento exige pruebas periódicas de la eficacia de los procedimientos de los planes para prevenir crisis de electricidad, incluidos los mecanismos de intercambio de información y cooperación. En los planes debe incluirse un calendario para las pruebas de emergencia bienales regionales y, en su caso, nacionales, con detalles sobre los procedimientos y los agentes implicados. Las lecciones extraídas de estas pruebas deben reflejarse en posteriores ediciones de los planes.

En general, los planes o sus versiones modificadas incluyen información limitada sobre los ejercicios, en su mayoría información genérica sobre los procedimientos de ejercicio y las partes interesadas implicadas. En la mayoría de los Estados miembros falta el calendario obligatorio para futuros ejercicios regionales y nacionales de simulación de crisis en tiempo real. Solo los Estados miembros del Foro Pentalateral de la Energía²⁴ han participado de manera bastante activa en la organización de ejercicios de crisis de electricidad, lo que ha dado lugar a

²⁰ Resultado, en particular, de dos talleres organizados por la Comisión con los Estados miembros en mayo de 2023 y junio de 2024.

²¹ El Reglamento deja un margen significativo a los Estados miembros para que definan lo que consideran como crisis, ya que estos determinan qué es una «escasez significativa de electricidad» (artículo 2). En la práctica, esto varía desde enfoques detallados y específicos, incluidos los valores de los indicadores, hasta definiciones muy genéricas, lo que deja flexibilidad a los Estados miembros para declarar una crisis en función de las circunstancias.

²² Reglamento (UE) 2017/2196 de la Comisión, de 24 de noviembre de 2017, por el que se establece un código de red relativo a emergencia y reposición del servicio (DO L 312 de 28.11.2017, p. 54).

²³ Segundo taller organizado por la Comisión en junio de 2024.

²⁴ Alemania, Austria, Bélgica, Francia, Luxemburgo, Países Bajos y Suiza.

mejoras en sus planes (por ejemplo, los protocolos de comunicación). Además, solo un Estado miembro describió un vínculo entre los sectores de la electricidad y el gas en las pruebas de emergencia.

En conclusión, y sobre la base de la información facilitada, **las pruebas de los procedimientos de los planes han sido, en el mejor de los casos, limitadas, aunque los beneficios de dichas pruebas sean ampliamente reconocidos por los expertos**. Esto abogaría por unas disposiciones más prescriptivas relativas a los ejercicios y posiblemente por un papel facilitador por parte de otro agente en el caso de los ejercicios regionales, sobre la base del ejemplo de los Estados miembros del Foro Pentilateral de la Energía. Al mismo tiempo, varios delegados de los Estados miembros han manifestado su preocupación por el elevado número de ejercicios previstos en diferentes ámbitos y relacionados con la electricidad, lo que podría crear una cierta fatiga en los ejercicios y, en última instancia, limitar los recursos disponibles para los ejercicios, tal como exige el Reglamento. En este ámbito, existe un importante margen de mejora y de mejores sinergias.

3. Conclusiones

La aplicación del Reglamento ha permitido a la UE realizar avances significativos en su seguridad del suministro eléctrico. Ha proporcionado el primer marco común y uniforme a escala de la UE para la preparación frente a los riesgos en el sector de la electricidad, y los Estados miembros han elaborado planes de preparación frente a los riesgos, basados en escenarios de crisis de electricidad regionales y nacionales, con arreglo a metodologías unificadas y a un modelo común.

Sin embargo, el presente informe también destaca algunos ámbitos susceptibles de mejora significativa. Esto incluye la necesidad de un análisis más profundo de los escenarios de crisis de electricidad regionales y nacionales para apoyar la elaboración de políticas (medidas preventivas y de emergencia), el desarrollo de medidas regionales y bilaterales más eficaces para cooperar en la prevención o gestión de una crisis, y el uso de ejercicios y pruebas de emergencia para garantizar la eficacia de los planes nacionales. El presente informe también señala una falta de integración sectorial en relación con la seguridad del suministro y la resiliencia del sistema, lo que crea algunas deficiencias en el marco actual.

Además, la Comisión examinará los resultados y las recomendaciones del grupo de expertos creado de conformidad con el Derecho de la UE para investigar el apagón en los sistemas eléctricos de España y Portugal el 28 de abril de 2025. Estos proporcionarán más información que se tendrá en cuenta en la revisión del marco de seguridad energética con el objetivo último de garantizar que la arquitectura de seguridad energética de la UE sea sólida, resiliente y capaz de proteger a los ciudadanos y las empresas europeos de los retos del futuro.

El sistema energético también se ha visto profundamente afectado por varios acontecimientos desde la entrada en vigor del Reglamento, como la invasión a gran escala de Ucrania por parte de Rusia y el aumento de los riesgos para las infraestructuras energéticas críticas. En respuesta a estos acontecimientos, la UE aceleró su trabajo sobre nueva legislación

para proteger las infraestructuras críticas frente a ataques físicos y cibernéticos²⁵, llevó a cabo pruebas de resistencia en infraestructuras energéticas críticas²⁶ y también reforzó la cooperación con otros agentes, como la OTAN²⁷. Más recientemente, la UE ha intensificado sus esfuerzos²⁸ para mejorar la seguridad de su infraestructura de cables submarinos en respuesta, entre otras cosas, a las crecientes amenazas para los cables de energía submarinos²⁹ que plantean las actividades ilícitas de la flota clandestina rusa. Estos últimos avances solo se han tenido en cuenta en la actual arquitectura energética en una medida limitada y en forma de recomendaciones a los Estados miembros que figuran en los dictámenes de la Comisión sobre los planes, por ejemplo, para aplicar los resultados de las pruebas de resistencia o para aumentar la cooperación entre las autoridades responsables de la seguridad del suministro y los agentes de la ciberseguridad.

Del mismo modo, la Comisión solo podía recomendar a los Estados miembros que incluyeran en sus planes consideraciones relativas al cambio climático, como la vulnerabilidad climática y los riesgos climáticos. La Comisión Europea ha publicado su primera evaluación europea del riesgo climático³⁰, en la que se concluye que se prevé que el sector energético experimente el mayor aumento en daños económicos anuales a infraestructuras críticas, en comparación con el transporte, la industria y los sectores sociales, y se recomienda reforzar la planificación de los riesgos climáticos en el sector de la electricidad³¹. Además, la Comisión ha presentado la Estrategia de Preparación de la Unión³² para impulsar la capacidad de la UE para anticipar, prevenir y responder a las amenazas sin precedentes a las que se enfrenta la Unión Europea: desde las tensiones geopolíticas y los conflictos, la ciberseguridad y los riesgos de manipulación de la información hasta el cambio climático y el aumento de los riesgos de los peligros naturales. Esta estrategia prevé el desarrollo de evaluaciones globales de riesgos y amenazas de la UE.

Además, el sistema energético europeo sigue experimentando una profunda transformación impulsada por la necesidad de descarbonización y electrificación de la economía, cuyos efectos ya son tangibles. El marco debe prepararse para tales cambios con el fin de preservar la seguridad del suministro en la Unión.

A la luz de todo lo anterior, resulta fundamental proceder a la **revisión del marco existente** con el fin de garantizar que sea adecuado para hacer frente a los nuevos retos. Las conclusiones del presente informe y el control de adecuación servirán de base para las futuras iniciativas políticas de la Comisión para mejorar la seguridad del suministro eléctrico a nivel de la Unión.

²⁵ Directiva (UE) 2022/2557, relativa a la resiliencia de las entidades críticas (REC) (DO L 333 de 27.12.2022, p. 164). Directiva (UE) 2022/2555, relativa a las medidas destinadas a garantizar un elevado nivel común de ciberseguridad en toda la Unión (Directiva SRI 2) (DO L 333 de 27.12.2022, p. 80).

²⁶ Véase el punto 6 de la Recomendación del Consejo, de 8 de diciembre de 2022, sobre un enfoque coordinado en toda la Unión para reforzar la resiliencia de las infraestructuras críticas (DO C 20 de 20.1.2023, p. 1).

²⁷ Véase el [Grupo de Trabajo UE-OTAN sobre la resiliencia de las infraestructuras críticas](#).

²⁸ COM/2025/440 final/2.

²⁹ JOIN (2025) 9 final.

³⁰ [Evaluación europea del riesgo climático](#).

³¹ COM(2024) 91 final.

³² JOIN(2025) 130 final.

