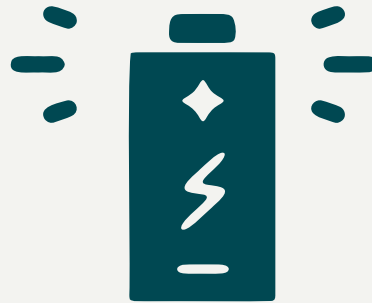


**ericc**

Evaluación de Riesgos
e Impactos derivados del
Cambio Climático en España

Energía



GOBIERNO
DE ESPAÑA

VICEPRESIDENCIA
TERCERA DEL GOBIERNO

MINISTERIO
PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA
Y EL RETO DEMOGRÁFICO

Este capítulo forma parte de la siguiente publicación:

Título

Evaluación de Riesgos e Impactos derivados del Cambio Climático en España (ERICC-2025)

Edición 2025

Asistencia técnica

Instituto de Hidráulica Ambiental, Universidad de Cantabria (IH Cantabria)

Tecnalia Research and Innovation (Tecnalia)

Basque Centre for Climate Change (BC3)

Coordinación

Oficina Española de Cambio Climático: Patricia Klett Lasso de la Vega; Sara Rodríguez Rego; Francisco J. Heras Hernández; María Salazar Guerra; Vidal Labajos Sebastián

Fundación Biodiversidad: Ana Lancho Lucini

IH Cantabria: Íñigo Losada Rodríguez, Laro González Canoura, Javier López Lara

Tecnalia: Efrén Feliu Torres, Beñat Abajo Alda, María Puig Fuentenebro

BC3: María José Sanz

Con la colaboración de la Fundación Biodiversidad.

Autoría del capítulo

Autores: Elena Turienzo López (Tecnalia)

Contribuyentes: Beñat Abajo Alda (Tecnalia), Efrén Feliu Torres (Tecnalia)

Agradecimientos: Pedro Linares Llamas (Universidad Pontificia Comillas)



MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO

Edita: © SUBSECRETARÍA Gabinete Técnico

NIPO (línea en castellano): 665-25-058-6

ISBN: 978-84-18778-84-1

Edición y maquetación

Grupo Tangente S. Coop. Mad.

AVISO LEGAL: los contenidos de esta publicación podrán ser reutilizados citando la fuente, y la fecha, en su caso, de la última actualización.

Este capítulo debe citarse de la siguiente manera:

Turienzo, E. (2025). Energía. En Losada, I.J., Feliu, E. y Sanz, M.J. (Coords.) 2025. Evaluación de Riesgos e Impactos derivados del Cambio Climático en España (ERICC-2025). Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Madrid.



Contenido

1. Aspectos metodológicos y contenido del capítulo / pág. 966
2. Introducción / pág. 968
3. Riesgos relevantes del sector de Energía / pág. 971
4. Riesgos clave del sector de Energía / pág. 983
 - 4.1. RC9.1: Riesgo para la capacidad y flexibilidad operativa del sistema eléctrico debido al descenso de la producción de energía hidroeléctrica por reducción de la disponibilidad de los recursos hídricos / pág. 984
 - 4.2. RC9.2: Riesgo de reducción de la eficiencia y capacidad de transmisión de las líneas de transporte y distribución eléctrica por aumento de la temperatura atmosférica / pág. 997
 - 4.3. RC9.3: Riesgo de reducción de capacidad de suministro debido al aumento del consumo energético y/o picos de demanda como consecuencia de las altas temperaturas / pág. 1008
5. Análisis de riesgos complejos / pág. 1020
6. Caso de estudio / pág. 1024
7. Limitaciones y particularidades metodológicas del sector / pág. 1026
8. Referencias / pág. 1030



1. Aspectos metodológicos y contenido del capítulo

Este documento corresponde al **Capítulo Sectorial de Energía de la Evaluación Nacional de los Riesgos e Impactos del Cambio Climático en España** (ERICC-2025).

El análisis de riesgos utiliza el marco conceptual desarrollado por el Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC) en la sexta evaluación (IPCC, 2022). En este contexto, el riesgo de que se produzca un impacto o un conjunto de impactos derivados del cambio climático es el resultado de la integración de tres componentes: peligro, exposición y vulnerabilidad. De acuerdo con dicho marco, los riesgos se incrementan si aumenta la peligrosidad de origen climático, la exposición o la vulnerabilidad o cualquier combinación de los anteriores. De igual modo, cualquier acción que contribuya a disminuir la peligrosidad, la exposición o la vulnerabilidad conduce a una reducción del riesgo. El estudio se desarrolla a nivel nacional, indicando adicionalmente la distribución territorial de cada riesgo clave en los casos en que éstos no presentan una homogeneidad geográfica. Asimismo, se hace énfasis en la actualización de la literatura y de las evidencias disponibles desde la publicación del estudio de "Impactos y riesgos derivados del cambio climático en España" llevada a cabo en 2020.

La metodología seguida para la elaboración de los capítulos sectoriales sigue tres pasos. Inicialmente, se ha llevado a cabo una revisión bibliográfica y una búsqueda de impactos históricos asociados a cada ámbito sectorial, con los que identificar los riesgos denominados genéricamente "riesgos relevantes"¹ del sector. A continuación, sobre este listado inicial de riesgos se ha aplicado un análisis multicriterio (AMC) basado en criterios análogos a los que establece el IPCC (*p. ej.* alcance espacial del riesgo, afección a la población, impacto económico, irreversibilidad, entre otros), para la selección de los denominados "riesgos clave"² sectoriales. Finalmente, se ha realizado un análisis más detallado de los riesgos identificados como clave. Este análisis abarca tanto los componentes del riesgo (peligro, exposición y vulnerabilidad), como diversos aspectos transversales relevantes. Entre ellos se incluyen los efectos transfronterizos, los riesgos compuestos, impactos en cascada, y otros aspectos como la vulnerabilidad social o territorial frente al riesgo o posibles

¹ Se define riesgo relevante como aquel que tiene un potencial de generar consecuencias adversas significativas para sistemas humanos o ecológicos en el sector o ámbito de estudio derivadas del cambio climático, directa o indirectamente.

² Los riesgos clave son aquellos potencialmente graves que pueden traducirse en impactos en la actualidad y que pueden incrementar su severidad con el tiempo debido a cambios en la naturaleza de los peligros y/o a la exposición/vulnerabilidad que presentan los elementos analizados ante dichos peligros (IPCC, 2022). En este estudio los riesgos clave se identifican de manera comparada intrasectorialmente a través de un análisis multicriterio que incluye los tres componentes del riesgo.



casos de maladaptación. Además, se indica la gobernanza existente y las principales carencias de información, entre otros aspectos.

Los capítulos sectoriales se estructuran en siete secciones. En primer lugar, se presenta una **introducción** que contextualiza el sector y define el alcance del análisis realizado. A continuación, se expone el **marco conceptual** de los riesgos derivados del cambio climático en el sector, incluyendo sus distintos componentes y la identificación de los riesgos más relevantes. Una vez identificados, estos riesgos clave se analizan en detalle mediante **cadenas de impacto, fichas específicas y un examen de sus interconexiones**, las cuales se desarrollan con mayor profundidad en el Capítulo de Riesgos Complejos. **Con carácter ilustrativo, se incorpora un caso de estudio** representativo que contribuye a visibilizar buenas prácticas y a promover el intercambio de conocimiento entre territorios. Posteriormente, el **apartado de limitaciones y particularidades metodológicas** recoge los principales déficits de información detectados y formula recomendaciones orientadas a su superación, con el fin de reforzar futuras evaluaciones. Finalmente, la **bibliografía** reúne las fuentes utilizadas en el análisis, garantizando la trazabilidad y verificación de la información presentada.

La metodología aplicada para la identificación y desarrollo de los riesgos ha sido desarrollada en conjunto entre los autores principales de la Evaluación, la Oficina Española de Cambio Climático y un Grupo Asesor de Expertos, y se puede encontrar descrita con más detalle en el Capítulo de Metodología.

Ese mismo capítulo también incluye un Glosario de los términos más comunes, mientras que las definiciones de los términos específicos del sector se incluyen en este capítulo como notas a pie de página.



2. Introducción

En esta sección se hace una primera identificación de los principales riesgos del cambio climático sobre el sector energético. Tras una breve descripción del sector, se presenta el modelo conceptual utilizado para la identificación de los riesgos, así como sus componentes: peligro, exposición y vulnerabilidad. A continuación, se describe el resultado de este proceso y finalmente se incluye el listado de los riesgos relevantes identificados, a partir del cual se han seleccionado los riesgos clave.

El sector de la energía tiene una importancia estratégica a nivel global, jugando un papel esencial en la economía mundial y el desarrollo de las sociedades actuales, donde la práctica totalidad de los sectores económicos y sociales se encuentran vinculados a él de manera directa o indirecta.

Se trata de un sector que engloba una amplia gama de actividades en las distintas etapas que componen su cadena de valor, incluyendo la producción, distribución y consumo de petróleo, gas, carbón y electricidad, representando más de tres cuartas partes de las emisiones totales de gases de efecto invernadero (GEI) a nivel mundial (IEA, 2024a).

Impulsada por la creciente conciencia sobre el cambio climático, los avances tecnológicos y las políticas gubernamentales, en los últimos años está teniendo lugar una transición del sector hacia el uso de fuentes de energía más limpias y sostenibles. Con ello se buscan varios objetivos, incluyendo la modernización y descarbonización de la economía, la mejora de la seguridad energética mediante la reducción de la dependencia de las importaciones y la optimización de la garantía de suministro, la mejora de la calidad del aire y la mitigación del cambio climático.

Históricamente, España se ha caracterizado por su escasez de recursos energéticos fósiles autóctonos preponderantes en su mix energético en el pasado. Esto se ha traducido en una gran dependencia exterior (Sanz & Galán, 2021). El grado de dependencia energética fue de alrededor del 68,6 % en 2023, importando alrededor de tres cuartas partes de la energía primaria consumida (MITECO, 2023). En este contexto, la evolución hacia una energía más limpia y respetuosa con el medio ambiente ha sido una prioridad, marcando hitos significativos hacia un futuro sostenible del sector donde las energías renovables tienen un papel protagonista (Ambientum, 2024). Ello ha llevado al sector energético español a situarse como uno de los más sostenibles del mundo según el "World Energy Trilemma Index 2024", ocupando el puesto número 13 a nivel global (World Energy Council, 2025).

La Organización Meteorológica Mundial (OMM) (World Meteorological Organization, 2022) subrayó la urgencia de aumentar significativamente el suministro de energía de origen renovable



para mitigar un cambio climático que puede poner en peligro la seguridad energética. En línea con esta preocupación, en la Cumbre del Clima COP28 se adoptó el compromiso global de triplicar la capacidad instalada de energías renovables para 2030, como parte de los esfuerzos para mantener el objetivo del Acuerdo de París de limitar el calentamiento global a 1,5 °C (IEA, 2024b). Y es que el cambio climático ya tiene impactos sobre el sector, observándose una doble materialidad, donde las actividades del sector afectan a la evolución del cambio climático, y el cambio climático impacta en el sector de múltiples maneras, representando un desafío significativo para su actividad (MITECO, 2005). Pero, además de su relación con el cambio climático, este sector también se ve influenciado por factores regulatorios, los avances tecnológicos, la financiación, la economía y la geopolítica. Cuestiones -todas ellas- cuya evolución también pueden verse influenciada por el cambio climático, lo que tendrá a su vez un impacto “indirecto” en el sector energético.

A pesar de que este tipo de consideraciones se vienen estudiando desde hace más de 20 años, se ha observado un incremento notable a partir de 2010, en particular, en el ámbito eléctrico y con mayor intensidad en Estados Unidos y Europa (Gerlak, Weston, McMahan, Murray, & Mills-Novoa, 2018); (Solaun & Cerdá, 2019). Dichos estudios han cubierto desde evaluaciones generales de la vulnerabilidad en toda la industria hasta evaluaciones específicas de aspectos o componentes de esa vulnerabilidad. Estudios recientes resaltan una exposición cada vez mayor del sistema energético europeo a múltiples riesgos climáticos, en particular, en el sur de Europa, donde ya se observan riesgos significativos como consecuencia de olas de calor y sequías prolongadas en la producción, transporte, almacenamiento y demanda de energía, así como riesgo de daños en la infraestructura expuesta y cortes de suministro por inundaciones costeras y continentales (EEA, 2024a); (JRC, 2023); (IRENA, 2023). Ejemplo de estos últimos es la dana que azotó la Comunidad Valenciana, Castilla-La Mancha y Andalucía el 29 de octubre de 2024. Las intensas lluvias, vientos, inundaciones y desbordamiento de ríos provocaron daños de diversa consideración en la red de transporte y distribución de energía eléctrica (inundación de estaciones transformadoras, derribo de torres, afección al telemando en algunas instalaciones, etc.), dando lugar a la pérdida del abastecimiento a cerca de 155.000 clientes en diferentes puntos de las zonas afectadas (Esteller, 2024). Aunque de menor alcance, los daños también provocaron la pérdida de comunicaciones con algunos equipos averiados y daños en algunas instalaciones de gas, con cortes puntuales del suministro en zonas concretas (El periódico de la energía, 2024); (El periódico de la energía, 2024a). El coste económico asociado a este evento ha sido estimado en más de 3.700 millones de euros (Ware & Pearce, 2024).

Se trata, por tanto, de eventos que suponen un impacto significativo en términos económicos y de población afectada y que se espera incrementen su probabilidad de ocurrencia, estando situados en primer lugar en la lista de riesgos a 10 años del último informe de percepción del riesgo del Foro Económico Mundial (World Economic Forum, 2025). Existen evidencias de cómo



el cambio climático aumenta el riesgo de eventos inusualmente extremos, lo que se suma a la entrada en una fase crítica e impredecible de la crisis climática. Esto se ha manifestado, en los últimos dos años, en la repetida superación de récords históricos de temperatura del aire y de la superficie del mar, así como en los récords de extensión del hielo marino, que habría alcanzado mínimos históricos. Esto podría desencadenar puntos de inflexión que deriven en una aceleración de daños y dificulten la estabilización del clima (Adil, Eckstein, Künzel, & Schäfer, 2025); (Institute and Faculty of Actuaries, 2025).

Asimismo, es importante señalar cómo los impactos y costes de este tipo de eventos recaen de manera desproporcionada en personas en situación de pobreza, que disponen de menos activos, menos seguros y, en general, un acceso más deficiente a servicios públicos integrales (Ware & Pearce, 2024).

La preocupación por este tipo de impactos ha impulsado a empresas del sector y entidades financieras a movilizar más recursos con el doble objetivo de mitigar el cambio climático y adaptarse a él, asegurando asimismo el cumplimiento de los objetivos energéticos incluso en un clima cambiante. A modo de ejemplo, más allá de la restauración del servicio energético tras la dana de octubre de 2024, la reconstrucción de la red eléctrica de distribución afectada se enfocará en hacerla más robusta y resiliente ante futuros eventos, habiéndose anunciado una inversión de 100 millones de euros en su rediseño (Iberdrola, 2025). A pesar de todo ello, solo el 40 % de los planes de acción climática que los gobiernos han presentado a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) priorizan la adaptación en el sector energético, siendo la inversión en este aspecto proporcionalmente baja (World Meteorological Organization, 2022). En el ámbito europeo, los Planes Nacionales de Energía y Clima (PNIEC), evaluados por la Comisión Europea en mayo de 2025, ya empiezan a incorporar de forma más explícita la adaptación del sector como parte de una estrategia integral orientada a alcanzar los objetivos climáticos de 2030. Sin embargo, del análisis de la Comisión se desprende que aún existen diferencias significativas entre países en estos aspectos. En este contexto, el presente capítulo recopila los impactos y riesgos derivados del cambio climático en el sector de la energía, abarcando todas las actividades de su cadena de valor. En este sentido incluye los subsectores de la producción y suministro de energía primaria, la transformación de estos recursos energéticos, su transporte, almacenamiento y distribución y la demanda final.



3. Riesgos relevantes del sector de Energía

Los riesgos relevantes son aquellos que tienen un alto potencial de producir consecuencias adversas en el sector y que pueden llegar a afectar negativamente la operatividad, rentabilidad y sostenibilidad del mismo. Estos riesgos son el resultado de la interacción dinámica entre los peligros climáticos, la exposición y la vulnerabilidad, que caracteriza el sector, y pueden cambiar con el tiempo y el espacio debido a los cambios socioeconómicos y a la toma de decisiones humanas (Reisinger, 2020).

De acuerdo con la literatura científica, el sector se encuentra expuesto a una alta diversidad de peligros climáticos, entre las que destacan el calor extremo (MITECO, 2024); (Sanz & Galán, 2021); (IHOBE, 2020); (Solaun & Cerdá, 2019), las sequías (IAEA, 2019); (ADB, 2013); (World Bank, 2011), inundaciones de todo tipo (Fant, y otros, 2020); (IHOBE, 2020); (World Bank, 2019), tormentas y vientos extremos (ADB, 2013); (ADB, 2012); (World Bank, 2011) y eventos de mar (Sanz & Galán, 2021); (ADB, 2013). En el capítulo de *Variables climáticas* se puede ver la descripción y proyecciones de evolución de cada peligro climático.

En general, los peligros previamente descritos pueden causar riesgos de distinta naturaleza en el sector energético que, básicamente, podrían agruparse en tres tipos:

- Aquellos que implican una afección a la **integridad física de la infraestructura energética**, ya sea en forma de daño progresivo que reduzca la vida útil esperada (degradación o envejecimiento acelerado) o de daño directo por eventos extremos que inutilice determinados componentes o la instalación completa. Sería una afección no reversible cuya solución pasaría por la realización de mantenimientos más frecuentes, sustitución de componentes o reparación de los daños ocasionados, según sus características y gravedad. A la postre, también tendría consecuencias sobre el servicio dado por la instalación.
- Aquellos que suponen una afección a la **operación, rendimiento y el buen desempeño de las instalaciones** y, por tanto, al **servicio** dado por las mismas. Son afecciones que no dañan la infraestructura y podrían ser reversibles si el nivel del peligro climático disminuye. A modo de ejemplo, la temperatura ambiente óptima de funcionamiento de los paneles fotovoltaicos suele situarse entre los 20 °C y los 25 °C. Cuando se supere ese umbral, el rendimiento de las placas solares se verá reducido, volviendo a sus valores óptimos cuando la temperatura disminuya.



- Aquello que supone una afección directa al **consumo o demanda** a cubrir y, por tanto, tendrá un impacto en el **servicio de energía final** (demanda) ofrecido por el sector. Se trata igualmente de una afección que podría ser reversible, si el nivel del peligro climático disminuye. A modo de ejemplo, ante un evento de ola de calor, la demanda de energía de algunos procesos industriales y las necesidades de refrigeración de espacios se incrementan, dando como resultado un aumento de la demanda de electricidad acompañado de cambios en su patrón (picos de demanda) que podrían tensionar el sistema.

Estas tipologías de riesgo se podrán observar a lo largo de toda la cadena de valor del sector energético, afectando a las diferentes fases que conforman su actividad, que tradicionalmente se desglosa en (EEA, 2019); (MITECO, 2023):

- Energía primaria: extracción, aprovisionamiento y suministro de recursos energéticos (como petróleo, gas, biomasa, etc.).
- Transformación de la energía: producción de combustibles (como el hidrógeno, la gasolina, etc.), electricidad, calor y frío, a partir de fuentes primarias.
- Transporte de energía: transmisión, almacenamiento y distribución de la energía transformada.
- Energía final o demanda: consumo por parte de usuarios finales en sectores como industria, transporte, residencial y servicios.

Alineado con estas tres grandes tipologías de riesgo y las fases que conforman la actividad del sector, se ha elaborado el modelo conceptual que identifica y relaciona los riesgos más relevantes, así como sus distintos componentes: peligro, exposición y vulnerabilidad (**Figura 1**).

La **exposición** de estos receptores a los peligros climáticos viene principalmente condicionada por su localización y la relevancia o peso de su actividad en el sector. En este sentido, la alta variedad de actividades que caracteriza el sector refleja una distribución repartida por todo el territorio. En lo referente a la actividad de suministro de energía primaria de origen fósil, la infraestructura se sitúa principalmente en regiones costeras (AICE-Asociación de la Industria del Combustible de España, 2025); (SEDIGAS-Asociación Española del Gas, 2025). Respecto a la generación de energía eléctrica, en términos de potencia instalada, Andalucía, Castilla y León, Castilla-La Mancha, Extremadura y Aragón concentrarían más del 60 % de la potencia total disponible (REE, 2025). Por su parte, la infraestructura de transporte, almacenamiento y distribución de energía recorre todo el territorio para hacerla llegar a los consumidores finales. A futuro, la senda de descarbonización establecida en el PNIEC (MITECO, 2024) podría modificar la configuración actual en función de



donde se localicen las nuevas instalaciones de generación y la demanda (generación distribuida, autoconsumo, electrificación del consumo de energía en industrias, transporte, etc.).

En cuanto a su **vulnerabilidad**, si se analiza desde un punto de vista holístico, atendiendo a la aproximación definida por (Eklund, 2023), se observa que dicha componente comprende cinco dimensiones:

- La dimensión **físico-tecnológica**, que hace referencia a la predisposición que presenta la infraestructura o las tecnologías de comunicaciones a verse afectada y atiende a factores como las condiciones de diseño y configuración de la instalación, su antigüedad o la frecuencia de mantenimiento.
- La segunda dimensión describe la situación **económica** de la actividad y vendría caracterizada por factores como la escasez de recursos para aplicar mejoras (renovación de equipos, refuerzo, investigación, etc.) o para realizar labores de operación y mantenimiento adecuadas.
- La siguiente componente, relativa a la vulnerabilidad **social**, explica los factores sociales que pueden aumentar los riesgos del sector (Angeon, 2015), como por ejemplo el incremento desigual o descontrolado de la demanda (por urbanización desigual o acelerada, asentamientos informales, etc.), las economías dependientes de la agricultura o la existencia de desigualdades en el acceso a recursos.
- La vulnerabilidad **ambiental** representa la cuarta dimensión y se refiere a la dependencia del entorno donde se ubica o de ciertos recursos básicos dependientes o provenientes de los ecosistemas vulnerables. Tal es el caso, por ejemplo, de las características de la cuenca donde se ubica una instalación y los usos del suelo (que condicionan el recurso hídrico), o la rugosidad del terreno que tiene una afección directa sobre el recurso eólico.
- La última dimensión relativa a la **gobernanza** engloba la capacidad y proactividad en cuanto a la adopción de estrategias y planes de adaptación para la reducción del riesgo climático, incluyendo a su vez la percepción del sector sobre la eficacia de dichas políticas. La dilatación de los tiempos requeridos para la tramitación de permisos (para nueva infraestructura o ampliaciones) y los límites regulatorios también condicionan la capacidad de adaptarse del sector.

Al mismo tiempo, existen otros **factores de riesgo subyacentes** que pueden modificar (agrarar o mejorar) tanto la exposición como la vulnerabilidad que presenta el sector ante los peligros previamente descritos. De manera general, podría agruparse estos factores en dos grandes categorías; los que actúan sobre la operativa del sistema energético y su capacidad de suministro y aquellos



que actúan sobre la demanda de energía. A modo de ejemplo, la evolución que sigan la disponibilidad y uso de combustibles fósiles, las políticas de reducción de emisiones y la propia estrategia de transición condicionará el peso de los diferentes tipos de instalación en el mix energético. De igual manera, la demanda de energía se podrá ver modificada por los cambios demográficos que se produzcan, así como por la evolución que sigan las políticas nacionales sobre eficiencia energética o electrificación, por ejemplo. Por otro lado, los cambios que se den en los usos del suelo o en la gestión del agua podrán hacer más o menos vulnerables las actividades dependientes de estos recursos.

La **Figura 1** representa de forma esquemática todos los componentes previamente descritos: los peligros climáticos, los elementos más expuestos del sector ante dichos peligros, las diferentes vulnerabilidades y otros factores subyacentes del riesgo. Este esquema sigue el marco establecido en la Guía técnica para una evaluación integral de riesgos y planificación en el contexto de cambio climático, desarrollada por la Oficina de Naciones Unidas para la Reducción del Riesgo de Desastres (UNDRR, 2022). En general, este modelo conceptual facilita la comprensión, visualización y priorización de las distintas componentes y sitúa en el centro del marco los **riesgos relevantes** que caracterizan el sector.



Energía

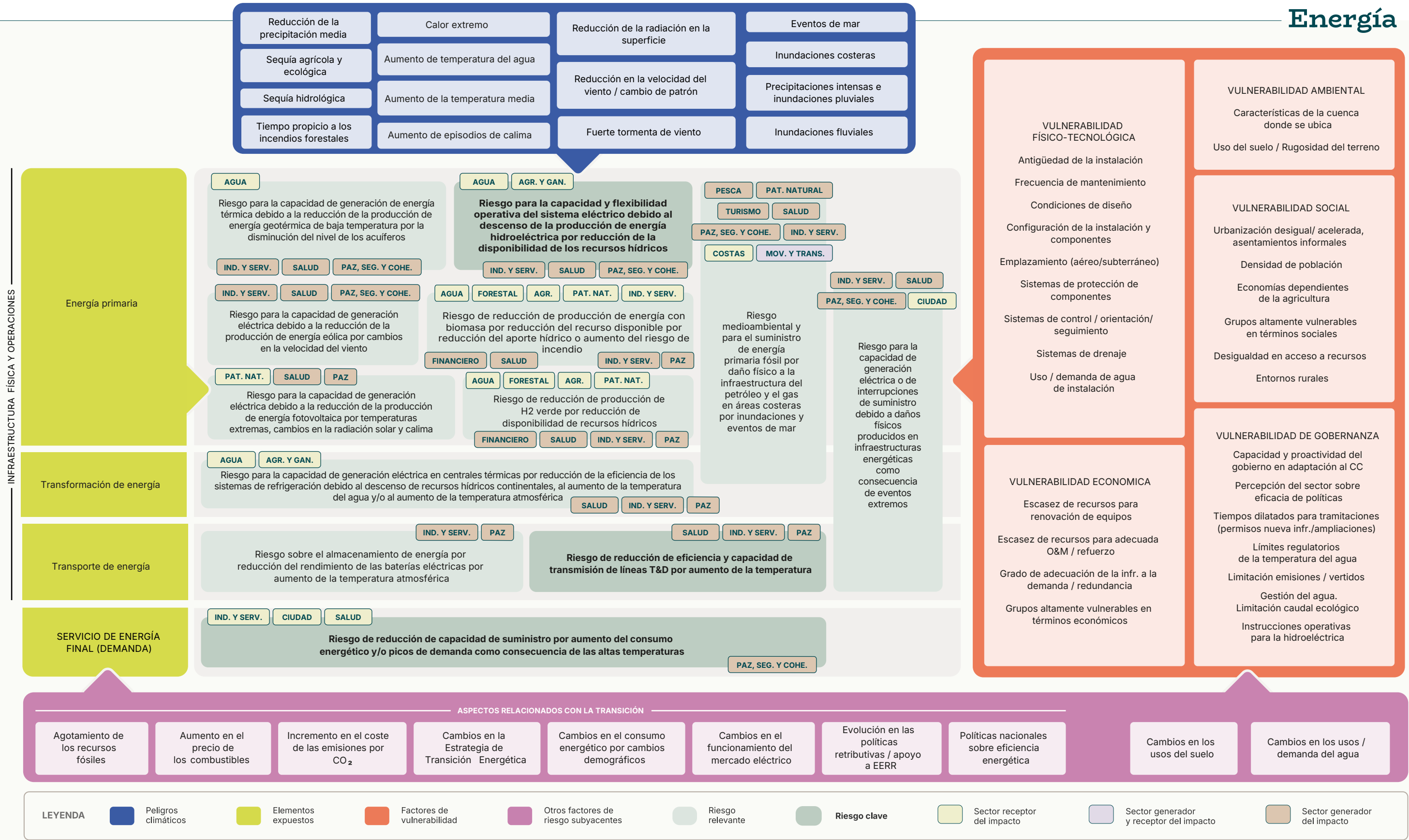


Figura 1. Modelo conceptual elaborado para el sector de Energía. Fuente: basado en (UNDRR, 2022).



Estos riesgos relevantes identificados para el sector se resumen en la [Tabla 1](#) y se describen cada uno de ellos a continuación.

Algunos de ellos se refieren a eventos que pueden causar daño físico a la **infraestructura energética** en cualquier etapa de su cadena de valor, limitando o interrumpiendo los procesos y servicios dados por ella y poniendo en peligro el entorno en el que se encuentran. Tal es el caso del **riesgo para la capacidad de generación eléctrica o de interrupciones de suministro debido a daños físicos producidos en infraestructuras energéticas como consecuencia de eventos extremos**, entre los que destacarían las inundaciones (fluviales, pluviales y costeras), incendios forestales y vientos extremos. Se trata de un riesgo con potencial impacto en todo el territorio que ha sido resaltado por varios autores tales como (Eurelectric, 2025); (Sanz & Galán, 2021); (MITECO, 2020a); (ADB, 2013); (IAEA, 2019); (Solaun & Cerdá, 2019); (World Bank, 2019); o (Fant, y otros, 2020). Asimismo, autores como (Sanz & Galán, 2021) (World Bank, 2011) y (IAEA, 2019) reconocen específicamente el **riesgo por daño físico a la infraestructura del petróleo y el gas en áreas costeras (midstream y downstream) como consecuencia de inundaciones costeras y eventos de mar (tormentas, tempestades, incremento del nivel del mar, etc.)**, que podría poner en riesgo el suministro de energía primaria fósil y el medio ambiente, sobre todo a escala local (por ejemplo, en caso de darse escapes de combustible). Este riesgo se debe tanto a la localización de este tipo de infraestructura como a la dependencia de los combustibles fósiles que aún muestra el sector. Esta dependencia, sin embargo, irá disminuyendo. El PNIEC (MITECO, 2024) prevé para 2030 una reducción de un 34 % del consumo final de productos petrolíferos respecto a 2019. De la misma forma, el consumo de gas natural se reduciría en torno a un 23 %.

Ambos riesgos están relacionados con la afección a la integridad de los activos, estando condicionados no sólo por su localización y las condiciones locales (en exterior o interior, soterrado, elevado, en la costa, etc.), sino también por el diseño de la infraestructura, su grado de redundancia y automatización, su antigüedad y el mantenimiento que reciba. En este sentido, también pueden ser factores de vulnerabilidad la escasez de recursos económicos que impida la renovación de componentes o el correcto mantenimiento de la instalación o también un exceso de burocracia que alargue los procesos de concesión de permisos para nueva infraestructura o ampliaciones. A modo de ejemplo, el soterramiento de las líneas o la elevación de subestaciones puede restarles vulnerabilidad, ayudando a contener los daños, tal y como se pudo comprobar tras la dana ocurrida en la Comunidad Valenciana, Castilla-La Mancha y Andalucía en octubre de 2024, cuyo impacto sobre las líneas de media tensión de la zona fue moderado, al encontrarse soterrada. Por otro lado, su diseño mallado y su alto grado de digitalización resultaron ser clave para restablecer el suministro eléctrico.

Aunque generalmente las infraestructuras se diseñan con margen para resistir diversos tipos de eventos extremos (EEA, 2024a), se trata de impactos que, en su caso, podrían requerir de un largo



plazo de tiempo y alto coste para su recuperación, con consecuencias que dependerán del tipo y tamaño de la instalación afectada y de la gravedad del daño. Si se produce un daño importante que inhabilite instalaciones con gran contribución a la generación y/o demanda de energía, podría suponer un impacto económico importante con interrupciones del suministro de energía e incluso consecuencias para el medio ambiente. Todo ello podría afectar a servicios esenciales, actividades económicas y la población, con mayores consecuencias para poblaciones vulnerables.

Ello podría derivar en una mayor dependencia energética del exterior en caso de escasez y/o en carecimiento de los recursos propios, y un aumento del coste de la energía. Esto, combinado con bajos ingresos e ineficiencia energética³, podría agravar situaciones de pobreza energética (Awaworyi Churchill, Smyth, & Trinh, 2022); (Ürge-Vorsatz & Tirado Herrero, 2012), donde las mujeres podrían ser especialmente vulnerables, en particular, madres y mujeres solteras y aquellas mayores de 65 años (Orkestra, 2023); (Parlamento Europeo, 2023); (Sánchez-Guevara Sánchez, y otros, 2020). Las consecuencias adversas podrían afectar especialmente a las zonas más despobladas del país, menos prioritarias a la hora de reparar los daños. Un bajo nivel de desarrollo económico, entendido como la carencia o escasez de recursos y estabilidad financiera, también podría afectar la capacidad de adaptación (EEA, 2024a).

En los últimos meses, se han producido en España eventos inusualmente extremos (lluvias torrenciales, inundaciones, olas de calor, incendios...) que han resultado especialmente destructivos. Según los estudios consultados durante la realización de este estudio, se trata de eventos de muy baja probabilidad, pero provocan daños sobre cualquier infraestructura expuesta, pudiendo llegar a causar un impacto económico muy alto, no sólo en términos de reparación del daño, sino también por los efectos en cascada mencionados. Por otro lado, parece que la tendencia apunta a que los fenómenos meteorológicos extremos se están volviendo más probables y graves debido al cambio climático, aunque, por su complejidad, no se dispone actualmente de datos suficientemente representativos que permitan estimar cuál puede ser el periodo de retorno a futuro (World Meteorological Organization, 2024); (Science Media Centre España, 2024). A pesar de que su relevancia para España es incuestionable, el AMC llevado a cabo para priorizar los riesgos clave a los que se enfrenta el sector (ver sección 4) no sitúa estos riesgos entre los prioritarios. Es importante resaltar en este punto el carácter dinámico del estado del arte en este ámbito, siendo constante la publicación de nuevos estudios e investigaciones que analizan los eventos recientes y sus consecuencias y que no han podido ser incorporados al presente estudio de manera detallada.

³ Los hogares de bajos ingresos tienden a vivir en casas menos eficientes energéticamente y utilizan electrodomésticos que consumen más energía y son más costosos de mantener (Awaworyi Churchill, Smyth, & Trinh, 2022); (Ürge-Vorsatz & Tirado Herrero, 2012).



No obstante, cabe resaltar que este tipo de riesgo sí ha resultado priorizado como riesgo clave para otros sectores. El capítulo de *Industria y servicios* analiza el *riesgo de daños en las infraestructuras industriales y de servicios debido a eventos extremos (RC11.1)* de manera amplia y transversal, resultando de aplicación para el sector energético. De la misma forma, el capítulo de *Costas y medio marino* prioriza el *riesgo de inundación o daños directos a personas, activos naturales y económicos por aumento de la intensidad y frecuencia de los eventos de nivel del mar, oleaje y viento extremos (RC6.2)* de relevancia para la infraestructura costera del sector. Desde un punto de vista más urbano, el capítulo de *Ciudad, urbanismo y edificación* también analiza en detalle dos riesgos clave asociados a eventos extremos, considerando, no solo la afección a la infraestructura (*RC7.1 Riesgo de daños sobre las personas, edificaciones e infraestructura urbana (principalmente redes de saneamiento, drenaje, electricidad y transporte) por el aumento de la frecuencia e intensidad de eventos hidrometeorológicos extremos*), sino también al suministro de servicios básicos (*RC7.2 Riesgo de alteraciones graves en el suministro o desabastecimiento en servicios básicos, especialmente de agua, energía y comunicaciones, por eventos climáticos extremos (inundaciones, sequías, temperaturas extremas)*). Este último tipo impacto también se aborda desde una perspectiva más transversal en el capítulo de *Paz, seguridad y cohesión social*, donde se destaca como clave el *riesgo sobre la seguridad debido a interrupciones graves en el suministro de agua, de energía o de alimentos o a daños sobre infraestructuras críticas derivados del cambio climático (RC14.2)*. En él se ofrece una descripción detallada de los impactos en cascada que una interrupción del suministro energético puede desencadenar en la seguridad energética, entendiendo como tal el acceso equitativo, asequible y continuo a este servicio esencial.

Por otro lado, poniendo el foco en la funcionalidad del sistema energético, esta puede verse comprometida por una variedad de riesgos que podrán actuar sobre la **operación** de diversas tecnologías, a lo largo de toda su cadena de valor, sin comprometer la integridad física de los activos. La **Tabla 1** muestra un listado con los riesgos más relevantes identificados en la literatura. En lo que respecta a las actividades de **energía primaria y transformación de energía**, se han identificado una serie de riesgos relacionados con la capacidad de las instalaciones de dar el servicio para el que fueron diseñadas, bien sea por escasez de recursos necesarios para operar (combustible, agua, etc.) o por una afección del peligro sobre el rendimiento de los procesos que implica. Son factores de vulnerabilidad, además del propio diseño de las instalaciones (adecuación a la demanda, eficiencia en el consumo de recursos, grado de adaptación a las condiciones del lugar, existencia de sistemas de orientación o seguimiento, la disponibilidad de sistemas de almacenamiento, etc.), las características y evolución del entorno donde se ubique y el nivel de "competencia" por el uso de los recursos en la zona, entre otros.

Las consecuencias de estos riesgos pueden variar según su naturaleza y el tipo o tamaño de la instalación afectada. Su afección al mix energético y al autoconsumo podría provocar au-



mentos en el precio de la energía (EEA, 2024a) (ya sea por el uso de tecnologías de respaldo más caras o por una mayor dependencia de las importaciones) que agraven situaciones de pobreza energética. Asimismo, en algunos casos, podría requerir el uso de tecnologías menos sostenibles, con implicaciones negativas para las emisiones del sector (Micheli, Almonacid, Bessa, Fernández-Solas, & Fernández, 2024). En los escenarios más críticos, podrían producirse interrupciones en el suministro eléctrico que afecten a servicios esenciales, actividades económicas y la población.

Asimismo, la actividad de **transporte de energía (transporte, transmisión, almacenamiento y distribución)**, podría ver afectado su servicio por merma del rendimiento de sus componentes o por excederse los límites de diseño. La **Tabla 1** muestra un listado con los riesgos más relevantes identificados en la literatura. Como consecuencia del incremento de las temperaturas, se observan dos potenciales riesgos para la actividad. Por un lado, el **riesgo de reducción de la eficiencia y capacidad de transmisión de las líneas de transporte y distribución eléctrica** (Sanz & Galán, 2021); (MITECO, 2020a); (Solaun & Cerdá, 2019); (ADB, 2012) y, por otro, el **riesgo sobre el almacenamiento de energía debido a la reducción del rendimiento de las baterías eléctricas** (Sanz & Galán, 2021); (MITECO, 2020a), esenciales a la hora de compensar la variabilidad de las energías renovables. Los factores de vulnerabilidad, en este caso, podrían estar relacionados con el diseño (resiliencia) y dimensionado (adecuación a la demanda) de los diferentes elementos, su flexibilidad y su grado de redundancia. La evolución de la demanda es clave en este caso (urbanización desigual o acelerada, asentamientos informales, densidad de población, cambios en los patrones, etc.) y su capacidad adaptativa estará condicionada por la disponibilidad de recursos económicos para realizar refuerzos de la infraestructura y la agilidad en la concesión de permisos de ampliación y refuerzo.

A futuro, en una red con alta penetración de renovables, una ocasional insuficiencia de generación y control de tensión, sumada a un menor rendimiento de las redes o fallos aleatorios del sistema, podrían aumentar el riesgo de apagones (Gomila, Carreras, & Colet, 2022); (REE, 2025c) y mermar la calidad, la fiabilidad y la estabilidad de la energía de la red (Micheli, Almonacid, Bessa, Fernández-Solas, & Fernández, 2024). Como consecuencia, podría llegar a producirse un deterioro de la calidad del suministro dado, afectando a servicios esenciales, actividades económicas y la población, con mayores consecuencias para poblaciones vulnerables. El impacto podría ser mayor en líneas muy congestionadas y/o en las zonas más despobladas, habitualmente menos prioritarias a la hora de mejorar o reforzar las redes o a la hora de restituir el servicio en caso de apagón, tal y como se observó tras el apagón masivo ocurrido en abril de 2025, que tardó en recuperarse hasta 20 horas en varias zonas del país (Torvisco, 2025). Los colectivos vulnerables que tengan una mayor dependencia de los sistemas de refrigeración para sobrevivir (EEA, 2024a) podrían ser los más afectados en caso de producirse un corte prolongado.



Por último, en el apartado de afección al **servicio de energía final (demanda de energía)**, diversos estudios consideran el **riesgo de reducción de capacidad de suministro debido al aumento del consumo energético y/o picos de demanda** que saturan las líneas de transporte y distribución **como consecuencia de las altas temperaturas** (Sanz & Galán, 2021); (MITECO, 2020a); (IHOBE, 2020). Se trata de un riesgo que conlleva cambios en la magnitud y los patrones de la demanda de electricidad como resultado de los escenarios climáticos previstos y cuya severidad estará muy influenciada por factores como los cambios demográficos o el fomento de la eficiencia energética en las edificaciones, que modifican las necesidades de climatización. Según el estudio (Economics for Energy, 2017), podría producirse un aumento del 33 % en la demanda de energía para climatización (calefacción, refrigeración y ventilación) en el período 2020-2050, apuntando como posibles causas, además del cambio climático, el aumento de la población, la urbanización y el cambio en los patrones de comportamiento (mayor permanencia en los edificios).

En este contexto, la vulnerabilidad estará condicionada principalmente por la eficiencia energética de las edificaciones y los equipos empleados en la climatización, así como por el tipo de consumidor y su naturaleza⁴. El 50 % de las viviendas podrían estar mal aisladas, ya que fueron construidas antes de 1980, fecha en la que se empezó a exigir la instalación de aislamientos térmicos en los edificios nuevos. A esto se suma el mal estado de conservación de una parte de ellos (de esos 9,7 millones de inmuebles más antiguos, un millón se encontraría en mal estado). Por otro lado, el 81 % de las viviendas tienen una pobre calificación energética (E, F o G) (IDAE, 2022). En este sentido, los colectivos más vulnerables podrían demandar más energía (EEA, 2024a), pero muchos de ellos no podrán asumir su coste ni contar con equipos de climatización de alta eficiencia que reduzcan el consumo energético y su factura, derivando en situaciones de pobreza energética (Awaworyi Churchill, Smyth, & Trinh, 2022); (Ürge-Vorsatz & Tirado Herrero, 2012). Un estudio del Institut Metròpoli (Satorras, Borràs, Serrano, & Domene, 2023), sobre las percepciones y estrategias de adaptación al calor extremo en 1.200 hogares vulnerables al calor en el ámbito metropolitano de Barcelona, indicó que, aunque más del 60 % de las personas contactadas declaraban tener aparatos de aire acondicionado, el 30,7 % de ellas afirmaba no poder mantener la vivienda a una temperatura adecuada durante el verano. Las mujeres podrían ser el colectivo más vulnerable, en particular, madres y mujeres solteras y aquellas mayores de 65 años (Orkestra, 2023); (Parlamento Europeo, 2023); (Sánchez-Guevara Sánchez, y otros, 2020).

La consecuencia más inmediata de este riesgo estaría relacionada con la dificultad de hacer frente a picos de demanda para los que el sistema no esté diseñado, pudiendo saturar la capacidad de la

⁴ Los hogares de bajos ingresos tienden a vivir en casas menos eficientes energéticamente y utilizan electrodomésticos que consumen más energía y son más costosos de mantener (Awaworyi Churchill, Smyth, & Trinh, 2022); (Ürge-Vorsatz & Tirado Herrero, 2012).



infraestructura de transporte y distribución y/o producirse en momentos en que no se disponga de tecnologías de producción de electricidad de origen renovable, obligando a poner en marcha instalaciones más costosas y menos sostenibles o a importar más electricidad del exterior. Estos problemas de suministro podrían afectar a servicios esenciales, actividades económicas y la población, con mayores repercusiones para poblaciones vulnerables.

Cabe resaltar en este punto la fuerte vinculación del sector de la energía con otros sectores, lo que le confiere una elevada criticidad sistémica y lo posiciona como un nodo estratégico cuya vulnerabilidad puede amplificar riesgos intersectoriales. Por este motivo, diversos sectores identifican como un riesgo clave la posible afectación al suministro de servicios básicos (entre ellos, el energético) y sus efectos en cascada y abordan su análisis desde una perspectiva más amplia y transversal, complementando así el enfoque presentado en el presente capítulo. Cabe destacar la conexión con los ámbitos de *Industria y servicios, Agua y recursos hídricos, Ciudad, urbanismo y edificación, Paz, seguridad y cohesión social*.

A continuación, se muestra el listado que resume los riesgos descritos previamente, identificados como más relevantes para el sector de *Energía* en base a la revisión de diversa literatura del sector, especificando el subsistema o receptor del mismo.

Tabla 1. Listado de Riesgos Relevantes (RR) del sector de Energía.

| Id. | Subsistema | Riesgo relevante | Riesgo clave |
|-------|--|--|--------------|
| RR9.1 | Energía primaria y transformación de energía | Riesgo medioambiental y para el suministro de energía primaria fósil por daño físico a la infraestructura del petróleo y el gas en áreas costeras (midstream y downstream) como consecuencia de inundaciones y eventos de mar (tormentas, tempestades, incremento del nivel del mar, etc.) | |
| RR9.2 | Infraestructura física y operaciones | Riesgo para la capacidad de generación eléctrica o de interrupciones de suministro debido a daños físicos producidos en infraestructuras energéticas como consecuencia de eventos extremos | |
| RR9.3 | Energía primaria | Riesgo de reducción de la producción de energía procedente de biomasa debido a la reducción del recurso disponible por la reducción del aporte hídrico o el aumento del riesgo de incendio | |

SIGUE EN LA PRÓXIMA PÁGINA >>



<< VIENE DE LA PÁGINA ANTERIOR

| Id. | Subsistema | Riesgo relevante | Riesgo clave |
|--------|-------------------------------------|--|--------------|
| RR9.4 | Energía primaria | Riesgo para la capacidad y flexibilidad operativa del sistema eléctrico debido al descenso de la producción de energía hidroeléctrica por reducción de la disponibilidad de los recursos hídricos | RC9.1 |
| RR9.5 | Energía primaria | Riesgo para la capacidad de generación eléctrica debido a la reducción de la producción de energía eólica por cambios en la velocidad del viento | |
| RR9.6 | Energía primaria | Riesgo para la capacidad de generación eléctrica debido a la reducción de la producción de energía fotovoltaica por temperaturas extremas, cambios en la radiación solar y calima | |
| RR9.7 | Energía primaria | Riesgo para la capacidad de generación de energía térmica debido a la reducción de la producción de energía geotérmica de baja temperatura por la disminución del nivel de los acuíferos | |
| RR9.8 | Transformación de energía | Riesgo para la capacidad de generación eléctrica en centrales térmicas por reducción de la eficiencia de los sistemas de refrigeración debido al descenso de recursos hídricos continentales, al aumento de la temperatura del agua y/o al aumento de la temperatura atmosférica | |
| RR9.9 | Transporte de energía | Riesgo de reducción de la eficiencia y capacidad de transmisión de las líneas de transporte y distribución eléctrica por aumento de la temperatura atmosférica | RC9.2 |
| RR9.10 | Transporte de energía | Riesgo sobre el almacenamiento de energía debido a la reducción del rendimiento de las baterías eléctricas por aumento de la temperatura atmosférica | |
| RR9.11 | Transformación de energía | Riesgo de reducción de la producción de H2 verde por reducción de la disponibilidad de los recursos hídricos | |
| RR9.12 | Servicio de energía final (demanda) | Riesgo de reducción de capacidad de suministro debido al aumento del consumo energético y/o picos de demanda como consecuencia de las altas temperaturas | RC9.3 |



4. Riesgos clave del sector de Energía

Los Riesgos Clave (RC) son aquellos potencialmente graves que pueden traducirse en impactos en la actualidad y que pueden incrementar su severidad con el tiempo debido a cambios en la naturaleza de los peligros, en la exposición, y en la vulnerabilidad que presentan los elementos analizados ante dichos peligros (IPCC, 2022a). Para la identificación de los riesgos clave del sector, los doce riesgos relevantes previamente descritos se sometieron a un proceso de priorización a través de la aplicación de un AMC. Los criterios establecidos en el AMC tomaron como referencia los definidos por el IPCC (IPCC, 2022a) y la escala establecida se inspiró en el marco empleado por el Reino Unido en su evaluación de riesgos (Betts, 2021) y en el estudio de los riesgos climáticos de Europa de la Agencia Europea de Medio Ambiente (EEA, 2024a).

La aplicación de dichos criterios al sector de *Energía* y la puntuación obtenida para cada riesgo relevante puede consultarse en detalle en el AMC. Las puntuaciones más altas se obtuvieron para los siguientes riesgos que son catalogados como “Riesgos Clave” y se analizan en profundidad en la siguiente sección:

- RR9.4 Riesgo para la capacidad y flexibilidad operativa del sistema eléctrico debido al descenso de la producción de energía hidroeléctrica por reducción de la disponibilidad de los recursos hídricos (RC9.1).
- RR9.9 Riesgo de reducción de la eficiencia y capacidad de transmisión de las líneas de transporte y distribución eléctrica por aumento de la temperatura atmosférica (RC9.2).
- RR9.12 Riesgo de reducción de capacidad de suministro debido al aumento del consumo energético y/o picos de demanda como consecuencia de las altas temperaturas (RC9.3).

A continuación, se describen en profundidad cada uno ellos.



4.1. **RC9.1: Riesgo para la capacidad y flexibilidad operativa del sistema eléctrico debido al descenso de la producción de energía hidroeléctrica por reducción de la disponibilidad de los recursos hídricos**

El primer riesgo clave priorizado se corresponde con el **riesgo para la capacidad y flexibilidad operativa del sistema eléctrico debido al descenso de la producción de energía hidroeléctrica por reducción de la disponibilidad de los recursos hídricos**. Se trata de un riesgo reconocido en la literatura (MITECO, 2020a); (Sanz & Galán, 2021); (ADB, 2012); (Solaun & Cerdá, 2019); (JRC, 2020) y hace referencia al riesgo que supone para la capacidad y flexibilidad operativa una reducción en la producción hidroeléctrica como consecuencia de la disminución del recurso hídrico, en forma de desertificación progresiva y/o eventos puntuales de sequía.

Su capacidad de acoplarse sin dificultades a los cambios repentinos de la demanda, la regulación de la frecuencia y de la tensión la hace especialmente interesante en el mix de generación, proporcionando una alta calidad y garantía de suministro de energía eléctrica.

La producción hidroeléctrica juega un papel crucial en la transición hacia un sistema energético más sostenible. Aunque su contribución específica varía anualmente de forma significativa, resulta fundamental para la diversificación de la matriz energética, facilitando la integración de otras renovables y reduciendo la dependencia de los combustibles fósiles. En términos de generación, la energía hidroeléctrica ha cubierto en los últimos años entre un 7 % y un 13 % de las necesidades de electricidad del país (en 2024, un 13,3 %) (REE, 2024d). Esta relevancia para la operación del sector sería uno de los principales motivos por los que este riesgo se considera clave, unido a la potencial afección observada (JRC, 2023) (aunque el nivel de riesgo es muy variable en función de la cuenca, las instalaciones potencialmente vulnerables se encuentran distribuidas por todo el país (**Figura 2**); (REE, 2025b) y otras causas, descritas en detalle en el AMC, como su alta probabilidad de ocurrencia a corto plazo (EEA, 2024a) y sus potenciales efectos en cascada, no sólo sobre el propio sector (por la necesidad de operar con otras tecnologías más caras y/o menos limpias o importar más energía), sino también en otros sectores económicos, la salud y el bienestar humano (EEA, 2024a) en caso de producirse interrupciones del servicio y/o cambios en los precios de la energía. Sequías prolongadas podrían llevar también a conflictos entre diferentes sectores usuarios del agua e, incluso, entre países que comparten recursos hídricos. Cabe destacar que el capítulo dedicado al sector *Agua y recursos hídricos* también analiza en detalle el riesgo por sequía para

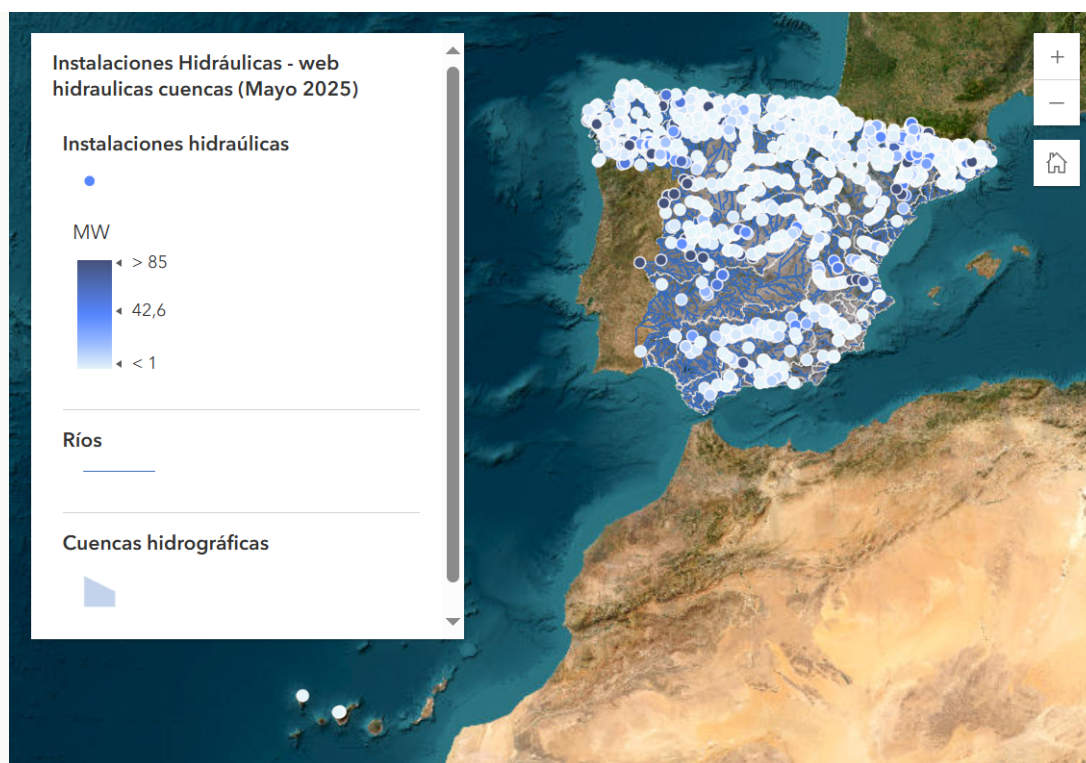


Figura 2. Mapa de instalaciones hidráulicas nacionales (REE, 2025b)

los diferentes sectores usuarios⁵, abordándolo, en este caso, desde un punto de vista más amplio y transversal que se complementa con el enfoque dado en el presente capítulo. Con ello se refuerza la relevancia de este riesgo y su relación con múltiples sectores.

La **Figura 3** representa la cadena de impacto de este riesgo clave, reflejando así los componentes que inducen al riesgo (peligro, exposición y vulnerabilidad), así como los impactos derivados de dichos componentes. Sobre el riesgo clave actúan los peligros climáticos y otros factores que potencian el riesgo. Del riesgo se derivan los potenciales impactos y riesgos en cascada identificados, que son propios del sector o se encuentran interrelacionados con otros sectores. Se observa cómo se trata de un riesgo que está muy conectado a otros riesgos relevantes, de manera directa con el riesgo para la refrigeración de centrales térmicas, e indirecta por la concurrencia de condiciones meteorológicas que favorecen tanto el riesgo por aumento de la demanda energética como el riesgo asociado a la reducción de la eficiencia y capacidad de la red eléctrica de transporte y distribución. Todos ellos se producen bajo condiciones climatológicas similares que podrían ser más extremas en verano. La sinergia de estos riesgos agravaría las consecuencias.

⁵ RC2.1 Riesgo de daños por sequías extremas de larga duración; RC2.3 Riesgo para los diferentes usos y demandas por reducción de la disponibilidad de recursos hídricos en cantidad y calidad suficientes.

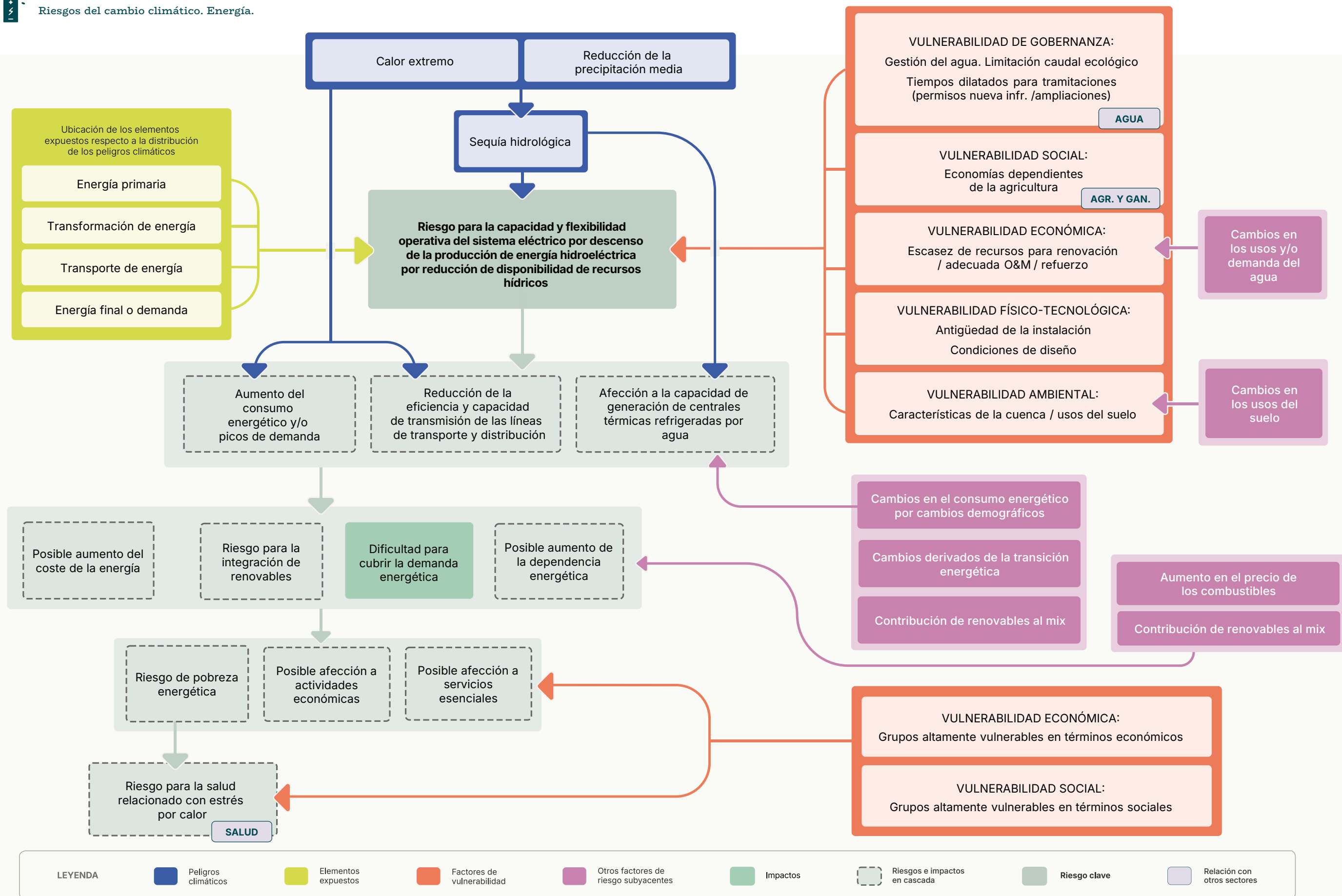


Figura 3. Cadena de impacto del riesgo clave para la capacidad de generación eléctrica debido al descenso de la producción de energía hidroeléctrica por reducción de la disponibilidad de los recursos hídricos.



La interacción entre el peligro, la exposición y la vulnerabilidad de la generación hidroeléctrica daría como resultado el riesgo para la capacidad de producción de estas instalaciones. La **Figura 3** muestra como la escasez de agua o sequía hidrológica sería el peligro desencadenante de este riesgo clave, la cual se vería favorecida por el aumento de las temperaturas y la reducción de las precipitaciones. Numerosos estudios y proyecciones confirman la intensificación de las temperaturas, olas de calor y sequías en el corto plazo (hasta 2040) y *Medio plazo* (2041-2060) en la mayor parte de Europa, y especialmente en el sur y el oeste, pudiendo producirse, antes de 2040, eventos extremos de calor y sequía típicos de un clima de fin de siglo (EEA, 2024a). En España, de acuerdo con CEDEX (CEDEX, 2017), cabría esperar una reducción de recursos hídricos conforme avance el siglo XXI, con una tendencia general a sequías más frecuentes, aunque no todas las proyecciones muestran tan clara esa señal. La región mediterránea y las Islas Canarias podrían verse especialmente afectadas (MITECO, 2024a). De la misma manera, las sequías de 2 y 5 años de duración podrían producirse con mayor frecuencia, proyectando disminuciones para la mayoría de las cuencas, mayores a medida que avanza el siglo y en los escenarios de mayores emisiones (MITECO, 2020). El PNIEC prevé para 2030 una reducción del orden del 6 % de su contribución al mix respecto a la energía generada en 2020, con un leve aumento de la potencia instalada respecto a 2020 (MITECO, 2024). La sequía se traduce en una reducción del agua embalsada y/o en una reducción del caudal circulante en los ríos, afectando de manera desigual a las instalaciones, que se encontrarán más o menos expuestas según su localización. Las proyecciones resultarían más desfavorables en las cuencas de la mitad sur del país, con mayor propensión a sequías cuanto más al sur. En las cuencas internas de Cataluña y Baleares se estima una menor reducción de recursos hídricos, aunque con discrepancias entre proyecciones. El Joint Research Centre (JRC) estima que la sequía podría reducir la producción promedio anual de energía hidroeléctrica entre un 1,5-3 % (según los territorios, horizontes temporales y escenarios considerados) respecto al valor promedio esperado en las condiciones climáticas actuales (JRC, 2023).

La vulnerabilidad al riesgo estará fuertemente condicionada por factores propios de la instalación y de la cuenca en la que se encuentre. En este sentido, la digitalización de las instalaciones, los diseños modulares y una adecuada limpieza y mantenimiento del embalse y el equipamiento reduciría su vulnerabilidad y aumentaría su capacidad para adaptarse. Asimismo, la gestión del agua en la cuenca o cuencas aportantes (usos del suelo, caudales ecológicos, conexión de cuencas, etc.) y la competencia por su uso (consumo agrícola, urbano, industrial, energético en refrigeración de centrales, etc.), así como su evolución, pueden incrementar la vulnerabilidad de los sistemas hidroeléctricos.



En caso de materializarse el riesgo, podría desencadenar diversos impactos en cascada, tanto sobre el propio sector como sobre los sectores económicos, la salud y el bienestar humano (EEA, 2024a). Dado que la energía hidráulica representa un porcentaje importante del total de energía generada (REE, 2024), el impacto más inmediato sería sobre la capacidad de cubrir la demanda energética. En épocas de sequía, las centrales térmicas, menos sostenibles y más costosas, ganarían mayor protagonismo, pero la mayoría de ellas también necesitan agua para refrigerarse, lo que podría intensificar el problema y derivar en cortes de suministro. Un ejemplo ilustrativo se dio en 2022, cuando España y Portugal enfrentaron una grave sequía que hizo caer la producción hidroeléctrica a uno de sus niveles más bajos desde 1990. Para mantener estable el suministro eléctrico, se incrementó la producción de las centrales de gas de ciclo combinado en apoyo a la energía eólica y la solar. Con ello pudieron mantenerse también las exportaciones de electricidad a Francia y Marruecos (Escribano, Fontoura Gouveia, Fachada, & Urbasos Arbeloa, 2025).

Asimismo, por su capacidad de almacenar energía y su rápida capacidad de reacción, las centrales hidroeléctricas tienen un papel crucial en la integración de otras renovables y la estabilización de la red eléctrica (proveen de inercia rodante al sistema eléctrico), de vital importancia en redes con alta penetración de renovables⁶. Todo ello tiene un impacto directo en la calidad del suministro y el precio de la energía, afectando negativamente a la actividad económica, la provisión de servicios esenciales y a consumidores vulnerables, pudiendo derivar en el agravamiento de situaciones de pobreza energética y el aumento de las tasas de mortalidad y morbilidad (enfermedades físicas y mentales) (EEA, 2024a); (Ürge-Vorsatz & Tirado Herrero, 2012) (reconocido también en los sectores de *Salud humana, Ciudad, urbanismo y edificación, Industria y servicios y Paz, seguridad y cohesión social*).

En casos más extremos, con sequías prolongadas, podrían darse conflictos entre diferentes sectores usuarios del agua e, incluso, entre países que comparten recursos hídricos. Por otro lado, en combinación con olas de calor que modifican los picos de demanda de electricidad, pueden provocar cortes de energía que afecten a las telecomunicaciones, al transporte e incluso al suministro y tratamiento del agua (EEA, 2024a) (riesgo reconocido en el ámbito del sector *Agua y recursos hídricos*).

⁶ La inercia eléctrica se refiere a la capacidad de ciertos elementos del sistema eléctrico (como los generadores rotativos convencionales) para resistir cambios bruscos en la frecuencia de la red y evitar apagones o daños en los equipos. Centrales térmicas, nucleares e hidroeléctricas aportan inercia rodante, contribuyendo activamente a la estabilidad del sistema eléctrico. Se trata de una propiedad fundamental para mantener su estabilidad ante variaciones súbitas en la generación o el consumo, siendo especialmente valiosa en sistemas con alta penetración de energías renovables variables (como la solar y la eólica) que no aportan inercia mecánica. Por otro lado, en este tipo de redes altamente renovables, es posible compensar la menor inercia natural implementando tecnologías *grid forming* y de inercia sintética (almacenamiento, electrónica de potencia avanzada, etc.).



Finalmente, este riesgo podría verse condicionado por otros factores subyacentes, que pueden modificar tanto la exposición como la vulnerabilidad del sector a este riesgo, actuando básicamente sobre la demanda de energía y/o sobre la capacidad de suministro del sistema. Cabe destacar factores como los cambios derivados de la transición energética (penetración de renovables, impulso a la eficiencia energética, etc.), los cambios en el funcionamiento del mercado eléctrico (criterios de despacho, régimen retributivo, etc.) o los cambios demográficos y de estilos de vida (consumo de agua, demanda de electricidad, etc.).



Ficha 1. Análisis del riesgo para la capacidad y flexibilidad operativa del sistema eléctrico debido al descenso de la producción de energía hidroeléctrica por reducción de la disponibilidad de los recursos hídricos.

| Severidad y nivel de confianza | | | | |
|--|--|--|---|---|
| Horizontes temporales y estimaciones de niveles de calentamiento | Actual | Corto plazo 2021-2040 (1,5 °C) | Medio plazo 2041-2060 (2 °C) | Largo plazo 2081-2100 (3-4 °C) |
| Severidad del impacto | Limitada | Limitada | Limitada | Sustancial |
| | <p>Reducción de la producción nacional del 5-7,5 % (pérdida anual promedio) respecto a lo esperado, en condiciones climáticas actuales⁷ (JRC, 2023). La reducción de la producción podría ser del 30-40 % respecto a lo esperado durante eventos de sequía de 50 años de periodo de retorno (JRC, 2023).</p> <p>La competencia con otros usos podría aumentar la severidad del impacto (EEA, 2024a).</p> <p>La existencia de fuentes de energía alternativas condicionará la dependencia de fuentes vulnerables a las sequías</p> | <p>La reducción del potencial hidroeléctrico podría ser menor o igual del 5 % respecto al periodo 1971-2000 (Tobin, y otros, 2018).</p> <p>El JRC estima que las pérdidas de energía hidroeléctrica podrían multiplicar por 1,5-2 las pérdidas actuales (JRC, 2023).</p> <p>La existencia de fuentes de energía alternativas condicionará la dependencia de fuentes vulnerables a las sequías (JRC, 2023).</p> | <p>Mayor reducción de recurso hídrico conforme avance el siglo XXI, con una tendencia general a sequías más frecuentes (CEDEX, 2017). Proyecciones más desfavorables en cuencas andaluzas, islas Baleares y Canarias (MITECO, 2020). Actualmente, la hidroeléctrica Andaluza supone el 3,6 % de la potencia instalada nacional (REE, 2025).</p> <p>La reducción del potencial hidroeléctrico podría ser inferior al 10 %, respecto al periodo 1971-2000 (Tobin, y otros, 2018).</p> <p>El JRC estima que las pérdidas de energía hidroeléctrica podrían</p> | <p>Mayor reducción de recurso hídrico conforme avance el siglo XXI, con una tendencia general a sequías más frecuentes (CEDEX, 2017). Proyecciones más desfavorables en cuencas andaluzas, islas Baleares y Canarias (MITECO, 2020). Actualmente, la hidroeléctrica Andaluza supone el 3,6 % de la potencia instalada nacional (REE, 2025).</p> <p>La reducción del potencial hidroeléctrico podría situarse en el 15 %-20 % para un calentamiento de 3 °C, respecto al periodo 1971-2000 (Tobin, y otros, 2018).</p> <p>El JRC estima que las pérdidas de energía hidroeléctrica, a un nivel</p> |

SIGUE EN LA PRÓXIMA PÁGINA >>

⁷ Rango referido a la pérdida anual media como reducción relativa en la producción hidroeléctrica debida a condiciones de sequía, bajo las condiciones climáticas actuales. Los valores se expresan como porcentaje de la producción hidroeléctrica y se evaluaron en base a la energía anual generada por país (nivel NUTS-0). Para ello se utilizaron datos de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) (en inglés, International Energy Agency o IEA), con una cobertura temporal limitada a 10 años, desde 2010.



<< VIENE DE LA PÁGINA ANTERIOR

| Severidad y nivel de confianza | | | | |
|--|--|---|--|--|
| Horizontes temporales y estimaciones de niveles de calentamiento | Actual | Corto plazo 2021-2040 (1,5°C) | Medio plazo 2041-2060 (2°C) | Largo plazo 2081-2100 (3-4 °C) |
| | (JRC, 2023). En los últimos eventos de sequía que han tenido un impacto significativo en la producción hidroeléctrica (2022, 2023) no se vio comprometida la seguridad de suministro gracias a las centrales de gas de ciclo combinado y renovables. | | multiplicar por 1,5-2 las pérdidas actuales (JRC, 2023). La existencia de fuentes de energía alternativas condicionará la dependencia de fuentes vulnerables a las sequías (JRC, 2023). | de calentamiento de 3 °C, podrían duplicar o incluso triplicar las actuales (JRC, 2023). La existencia de fuentes de energía alternativas condicionará la dependencia de fuentes vulnerables a las sequías (JRC, 2023). |
| Nivel de confianza: | Alto ♦♦♦ | Medio ♦♦ | Medio ♦♦ | Medio ♦♦ |
| · Calidad de las evidencias · Consenso científico | · Alta · Alto | · Alta · Medio | · Alta · Medio | · Alta · Medio |
| | Red Eléctrica (REE) proporciona informes nacionales del impacto histórico de este riesgo en periodos de sequía, evidenciando cambios en el mix generador. Se dispone, asimismo, de otros estudios a nivel nacional y europeo, como (JRC, 2023); (CEDEX, 2017). | Se dispone de otros estudios a nivel nacional y europeo, como (JRC, 2023); (CEDEX, 2017); (Tobin, y otros, 2018); (Tecnalia, 2021). | Se dispone de otros estudios a nivel nacional y europeo, como (JRC, 2023); (CEDEX, 2017); (Tobin, y otros, 2018); (Tecnalia, 2021). | Se dispone de otros estudios a nivel nacional y europeo, como (JRC, 2023); (CEDEX, 2017); (Tobin, y otros, 2018); (Tecnalia, 2021). |

SIGUE EN LA PRÓXIMA PÁGINA >>



<< VIENE DE LA PÁGINA ANTERIOR

| | Peligros | Elementos expuestos | Factores de vulnerabilidad |
|------------------------|--|--|--|
| Componentes del riesgo | <ul style="list-style-type: none">Se esperan sequías más largas y frecuentes, acusándose según avanza el siglo XXI. Mayor frecuencia de sequías de 2 y 5 años de duración (CEDEX, 2017); (MITECO, 2020).Se espera que la producción hidráulica nacional disminuya como consecuencia del cambio climático (JRC, 2023). Se prevé que las pérdidas hidroeléctricas se multipliquen por un valor entre 1,5-3 (según horizonte temporal y escenario de futuro considerado) respecto a las pérdidas esperadas en las condiciones climáticas actuales (JRC, 2023). | <ul style="list-style-type: none">Instalaciones vulnerables distribuidas por todo el país. El nivel de riesgo es variable en función de la cuenca (JRC, 2023); (REE, 2025).La hidroeléctrica ha representado en los últimos 10 años entre un 13 % y un 17 % de la potencia instalada (REE, 2025). Su contribución es muy variable debido principalmente a la disponibilidad de recurso (en 2024 representó el 13,3 % de la generación nacional total, mientras que en 2022 supuso el 6,6 %) (REE, 2024d).Mayor relevancia según se avance en la transición energética (proporciona servicios de equilibrio y flexibilidad) (Mosquera, 2024) pudiendo impactar sobre la capacidad de integrar renovables.Podría tener efectos en cascada sobre la población vulnerable por aumento del precio de la energía. | <ul style="list-style-type: none">Condicionada por el diseño (flexibilidad), antigüedad y estado de la infraestructura: las características de la central y el embalse; su gestión y mantenimiento; la cuenca en que se ubique y los usos del suelo; y la extracción de agua para otros usos. Los embalses ayudan a contrarrestar las variabilidades (JRC, 2023).La combinación de baja producción hidroeléctrica con alta demanda eléctrica (picos de verano), menor capacidad de producción de centrales térmicas refrigeradas por agua y menor capacidad de red (Fant, y otros, 2020) podrían crear cuellos de botella en la red. La existencia de fuentes de energía alternativas condicionará la dependencia de fuentes vulnerables a las sequías (JRC, 2023). |

SIGUE EN LA PRÓXIMA PÁGINA >>



<< VIENE DE LA PÁGINA ANTERIOR

| Aspectos transversales | |
|------------------------|---|
| Transfronterizos | <p>A futuro, una mayor proporción de renovables podrían mermar la flexibilidad del sistema para adaptarse a la demanda. La afección de los cambios en la producción hidroeléctrica será mayor (Kan, Reichenberg, & Hedenus, 2021).</p> <p>Podría requerirse mayor importación de electricidad del exterior. No siempre es factible y resulta más complejo y caro.</p> <p>Una mayor dependencia de la electricidad importada, sin un refuerzo adecuado de la red, puede generar problemas de seguridad energética (Torriti, 2017).</p> <p>Con sequías prolongadas, se producen conflictos entre diferentes sectores usuarios del agua y entre países que comparten recursos hídricos (EEA, 2024a).</p> |
| Territoriales | <p>Disminución del recurso en la mayoría de las cuencas. Proyecciones más desfavorables en las cuencas andaluzas y en las islas Baleares y Canarias (CEDEX, 2017); (MITECO, 2020). Las demarcaciones hidrográficas del Guadalquivir, Guadalete, Sur y Segura serían las más afectadas según (ITT Comillas, 2015); (Sanz & Galán, 2021).</p> <p>Competencia por el uso del agua con la agricultura. Región de Murcia, Andalucía y Comunidad Valenciana tienen la mayor superficie de regadío (MAPA, 2021). Las cuencas del Duero y del Ebro presentan el mayor consumo de agua.</p> |
| Sociales | <ul style="list-style-type: none">• Riesgo de aumento del precio de la energía. Mayor afección a consumidores vulnerables que agraven situaciones de pobreza energética (Awaworyi Churchill, Smyth, & Trinh, 2022) y aumenten las tasas de mortalidad y morbilidad (EEA, 2024a); (Ürge-Vorsatz & Tirado Herrero, 2012).• Riesgo de sobrecargas e interrupciones del suministro por combinación de baja producción hidroeléctrica, escasez de agua para refrigeración de centrales térmicas y con picos de demanda. Especialmente crítico para consumidores vulnerables (EEA, 2024a).• Riesgo de mayor competencia entre los usuarios del agua que derive en restricciones estrictas en su uso (EEA, 2024a), con afección especial a colectivos vulnerables.• Los niños y las personas mayores tienen generalmente mayores necesidades energéticas (IDAE, 2019). En 2019, el 17 % de los hogares contaba con la presencia de al menos un niño dependiente y un 21 % de los hogares eran unipersonales, ocupados principalmente por personas mayores de 65 años. Capacidad adaptativa muy condicionada por la disponibilidad de recursos económicos. |
| Maladaptación | <ul style="list-style-type: none">• En la construcción y mejora de centrales, no mantener un equilibrio entre minimizar impactos y mantener la funcionalidad. Se debe dar prioridad a minimizar los impactos sociales y medioambientales negativos, sin comprometer su capacidad de generar electricidad y proporcionar servicios auxiliares e hídricos.• Centrar la adaptación únicamente en el parque de generación. Se debe complementar con adecuada gestión de los usos del suelo y del agua. |
| Género | <p>Diferentes factores fisiológicos, de salud, económicos y sociales hacen a las mujeres más propensas a la pobreza energética y más vulnerables a este riesgo (Sánchez-Guevara Sánchez, y otros, 2020) debido a su -generalmente- mayor expectativa de vida y sensibilidad al frío y menor nivel de ingresos y pensiones (Orkestra, 2023). En particular, las madres y mujeres solteras por observarse mayor probabilidad de tener problemas para el pago de sus facturas energéticas que los hombres solteros (Parlamento Europeo, 2023).</p> |

SIGUE EN LA PRÓXIMA PÁGINA >>



<< VIENE DE LA PÁGINA ANTERIOR

| Otros aspectos analizados | |
|---|--|
| Umbrales críticos | <p>El nivel mínimo del embalse (propio de cada central) y caudal mínimo necesario para la operación eficiente de las turbinas influyen en la capacidad para producir energía.</p> <p>La duración de la sequía también condiciona la capacidad para operar. En condiciones de sequía de larga duración, se suele limitar el uso del agua (asegurar la protección de los ecosistemas locales) y podrían verse alterados los procesos de erosión y sedimentación (afección a la estructura del cauce y su capacidad de recuperación). Casos muy extremos podrían llevar al cierre de plantas o la necesidad de obras de mayor envergadura.</p> |
| Lock-in/Bloqueo | <p>La generación de energía hidroeléctrica puede verse limitada por restricciones de caudal aguas abajo (por necesidades de irrigación o cuestiones ambientales) (IPCC, 2011). (Necesidad de programas de adaptación climática donde se desarrollen enfoques equilibrados entre la gestión del agua y la generación de energía (IRENA, 2021).</p> <p>Riesgo de carácter estacional. Posible aumento del riesgo para el suministro eléctrico en verano, por combinación de baja producción hidroeléctrica con alta demanda eléctrica, menor capacidad de red y baja eficiencia y escasez de agua para la operación de centrales térmicas (Garrido-Perez, Barriopedro, García-Herrera, & Ordóñez, 2021); (Fant, y otros, 2020). (La existencia de fuentes de energía alternativas condicionará la dependencia de fuentes vulnerables a las sequías (JRC, 2023).</p> <p>Agravamiento de los riesgos si continúan las inversiones en recursos fósiles (IPCC, 2022b).</p> |
| Planes o medidas en curso de gestión del riesgo | <p>Instrumentos y planes:</p> <ul style="list-style-type: none">• Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático PNACC 2021-2030.• Plan Nacional Integrado de Energía y Clima PNIEC 2023-2030.• Estrategia de descarbonización a Largo Plazo 2050.• Ley 7/2021 de Cambio Climático y Transición Energética.• Estrategia de Almacenamiento Energético.• Estrategia de Transición Justa.• Reglamento (UE) 2019/941 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre la preparación frente a los riesgos en el sector de la electricidad y por el que se deroga la Directiva 2005/89/CE.• Real Decreto-Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.• Directiva 2006/32/CE sobre eficiencia energética del usuario final.• Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética 2019-2024. |

SIGUE EN LA PRÓXIMA PÁGINA >>



<< VIENE DE LA PÁGINA ANTERIOR

| Otros aspectos analizados | |
|---|---|
| Planes o medidas en curso de gestión del riesgo | <p>Medidas:</p> <ul style="list-style-type: none">• Mejora de la previsión hidrológica para optimizar las reglas operativas y el uso de la capacidad de las centrales. Gestión óptima del agua embalsada.• Proyecciones a largo plazo de disponibilidad de recurso hídrico y potencial de generación. Integración en las sucesivas planificaciones (MITECO, 2020) y revisión de la planificación de la operación y el mantenimiento.• Modernización de centrales hidroeléctricas e implementación de diseños flexibles (ajuste de capacidad según recurso disponible). Fomento de las centrales de bombeo.• Creación de entorno empresarial atractivo en torno a la hidroeléctrica. Impulso de incentivos y estructuras de apoyo financiero.• Actualización de las estructuras de mercado y modelos de negocio, para reconocimiento de servicios prestados por la hidroeléctrica (IRENA, 2023a).• Optimización de la planificación y gestión de las masas de agua (adaptación de instalaciones, reutilización y uso eficiente, etc.) (EEA, 2024a). Gestión de sequías. Políticas hídricas y revisión de prioridades de consumo.• Diversificación de las fuentes de energía (carga base baja en carbono, renovables y almacenamiento). Generación descentralizada que minimice el impacto de los cortes.• Gestión de la demanda (diseño de tarifas, flexibilidad de la demanda, pago por servicio, eficiencia energética) (IEA, 2023); (JRC, 2018). |
| Gobernanza de gestión del riesgo | <p>Necesidad de enfoque integrado y coordinación de políticas entre las autoridades del agua y la energía (IRENA, 2021), ahondando en el nexo agua-energía mediante la realización de estudios que profundicen en este ámbito. Necesidad de impulsar la seguridad energética mediante la reducción de los riesgos de la cadena de suministro (Funcas, 2022).</p> <p>Actores: gobierno estatal (diferentes departamentos ministeriales y organismos de la Administración General del Estado), CC.AA., Diputaciones y Municipalidades; entidades públicas empresariales (tales como el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía- IDAE u otras de ámbito regional); Confederaciones Hidrográficas, propietarios y operadores de centrales hidroeléctricas; consumidores; servicios sociales y otros organismos de atención a colectivos vulnerables.</p> |

SIGUE EN LA PRÓXIMA PÁGINA >>



<< VIENE DE LA PÁGINA ANTERIOR

| Otros aspectos analizados | |
|--|---|
| Beneficios de medidas de adaptación futuras | <ul style="list-style-type: none">• Aumentar la seguridad del suministro eléctrico.• Incorporar el concepto de planificación integrada en las estrategias energéticas a largo plazo, que no se enfoque únicamente en el suministro de energía, sino incorpore también los riesgos climáticos, las necesidades de almacenamiento y la gestión del agua.• Optimizar el mix de generación.• Mejorar la flexibilidad y capacidad de respuesta de la red.• Identificación temprana de puntos vulnerables. Anticiparse a los futuros problemas de la red.• Realización de estudios que profundicen en el nexo agua-energía.• Mejorar la gestión de las masas de agua y las sequías y anticiparse a los futuros problemas de abastecimiento de agua. Impulsar la reutilización y uso eficiente del agua.• Adaptar de forma anticipada y progresiva las plantas hidroeléctricas, optimizando su operación futura.• Reducir el precio de la energía.• Minimizar la demanda energética mediante la mejora de la eficiencia energética de las edificaciones y los hábitos de consumo.• Aumento de la integración de energías renovables. |
| Afección a/de descarbonización o neutralidad climática | <ul style="list-style-type: none">• Una menor generación hidroeléctrica puede obligar a poner en marcha instalaciones más costosas y menos sostenibles o a importar más electricidad del exterior.• Una intensificación de los episodios de desequilibrio oferta-demanda podría retrasar la sustitución de los combustibles fósiles (Garrido-Perez, Barriopedro, García-Herrera, & Ordóñez, 2021). |
| Déficits de información | <ul style="list-style-type: none">• No se ha encontrado información pública sobre umbrales específicos que caractericen el nivel de riesgo. Los umbrales generalmente son específicos de cada sistema hidroeléctrico.• No se ha encontrado información pública sobre estimaciones impacto económico. |
| Recomendaciones de priorización | No requiere acciones adicionales inmediatas, pero debe permanecer bajo observación para valorar su evolución. Requiere un seguimiento periódico. Se puede abordar principalmente dentro de un único ámbito de la gestión pública. |



4.2. RC9.2: Riesgo de reducción de la eficiencia y capacidad de transmisión de las líneas de transporte y distribución eléctrica por aumento de la temperatura atmosférica

El segundo riesgo clave priorizado se corresponde con el **riesgo de reducción de la eficiencia y capacidad de transmisión de las líneas de transporte y distribución eléctrica por aumento de la temperatura atmosférica**. Se trata de un riesgo reconocido en la literatura (Sanz & Galán, 2021); (MITECO, 2020a); (Solaun & Cerdá, 2019); (ADB, 2012) y hace referencia al riesgo de reducción de la eficiencia y capacidad de la red eléctrica de transporte y distribución como consecuencia de las altas temperaturas que proyectan los escenarios futuros, en caso de que se excedan los rangos de operación con lo que se han diseñado.

Las redes de transporte y distribución son el núcleo del sector eléctrico, teniendo un efecto vertebrador de cara a una transición energética que apuesta por la electrificación de la economía y requiere integrar proporciones crecientes de energía renovable para avanzar en la descarbonización. De acuerdo con el PNIEC, se espera para 2030 un aumento del consumo de electricidad de alrededor del 17 % con respecto al registrado en 2019 (MITECO, 2024). Esta relevancia para la operación del sector sería uno de los principales motivos por los que este riesgo se considera clave, a lo que se unen otras causas, descritas en detalle en el AMC, como la potencial afección observada (EEA, 2019), tanto por extensión geográfica como por población afectada, y sus potenciales efectos en cascada (Fant, y otros, 2020), que podrían afectar a otros sectores económicos, la salud y el bienestar humano (EEA, 2024a) en caso de producirse interrupciones del servicio.

La **Figura 4** presenta la cadena de impacto de este riesgo clave, reflejando así los componentes que inducen al riesgo (peligro, exposición y vulnerabilidad), así como los impactos derivados de dichos componentes. Sobre el riesgo clave actúan los peligros climáticos y otros factores que lo potencian. Del riesgo se derivan los potenciales impactos, así como otros riesgos en cascada identificados, que son propios del sector o se encuentran interrelacionados con otros sectores. Se trata de un riesgo íntimamente conectado con el cambio radical en los patrones de demanda de electricidad, que supone un riesgo para el suministro energético. La sinergia de ambos riesgos agravaría las consecuencias.

La **Figura 4** muestra como el incremento previsto en las temperaturas a lo largo de este siglo sería el principal peligro que desencadena este riesgo clave al aumentar la resistencia de los conductores y reducir la eficiencia de los transformadores. Numerosos estudios y proyecciones confirman que las olas de calor son cada vez más frecuentes y graves en Europa y se estima que la probabilidad

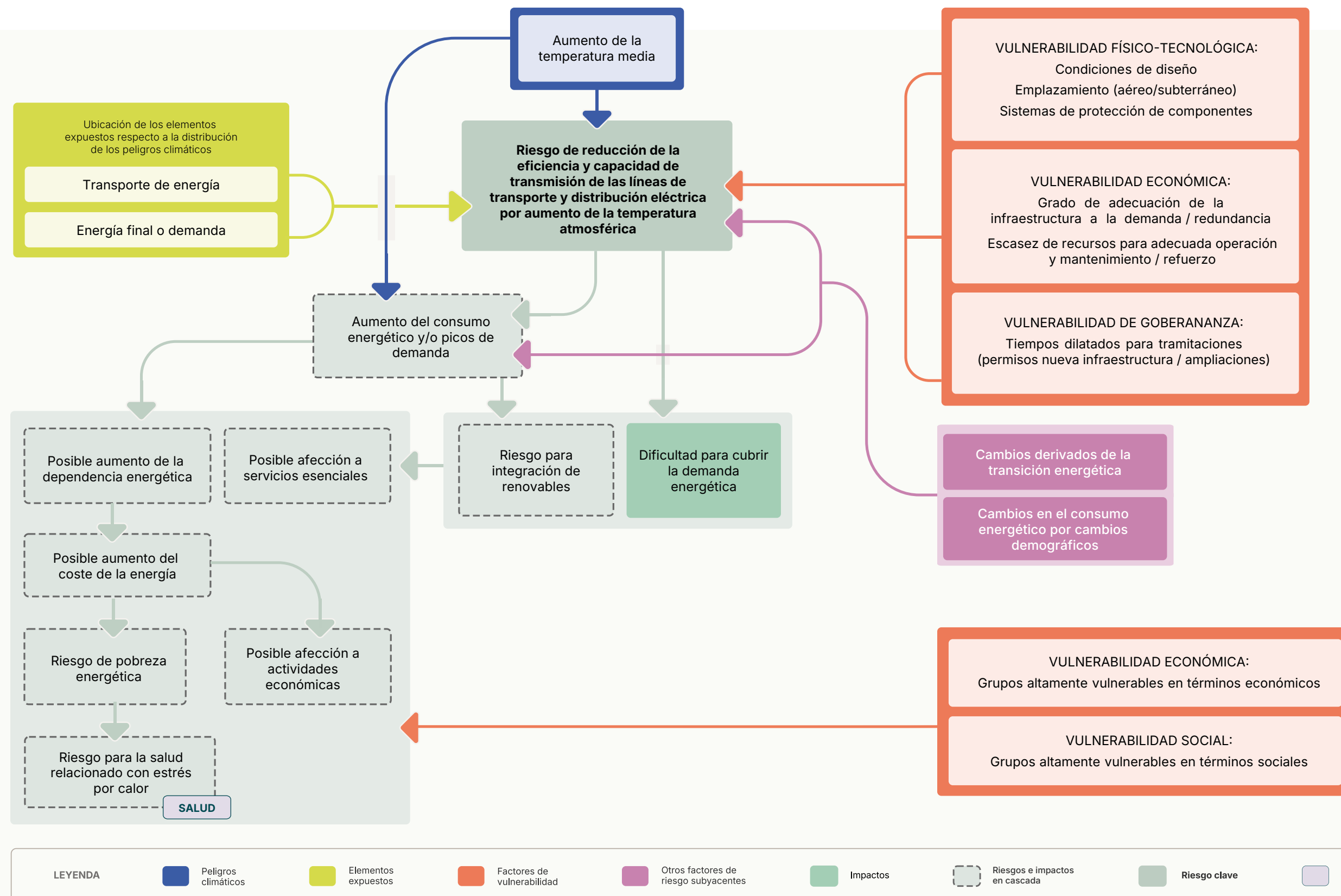


Figura 4. Cadena de impacto del riesgo clave de reducción de la eficiencia y capacidad de transmisión de las líneas de transporte y distribución eléctrica por aumento de la temperatura atmosférica.



de que se produzcan temperaturas extremas sin precedentes aumentará significativamente ya en el período 2021-2050 (EEA, 2024a). De acuerdo con los escenarios de la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET, 2017) y el visor de escenarios de la Plataforma sobre Adaptación al Cambio Climático (AdapteCCa), bajo los escenarios RCP 4.5 y RCP 8.5, se augura en España un incremento de 1,01°C y de 1,2°C, respectivamente, para el futuro cercano (2011-2040) y de 1,93°C y 2,63°C, respectivamente, para el futuro medio (2041-2070). Fruto de este aumento, se espera, además, olas de calor de mayor duración y frecuencia (MITECO, 2024a); (AEMET, 2017); (JRC, 2020), que será superior en el mediterráneo para ambos escenarios climáticos (AEMET, 2017).

La infraestructura de transporte y distribución se extiende por todo el país para conectar los centros de generación de energía eléctrica con los consumidores y conectar el sistema eléctrico español con los sistemas de los países vecinos. Toda ella se encuentra, por tanto, potencialmente expuesta al riesgo. Esta exposición aumentará en los próximos años, de acuerdo con las planificaciones desarrolladas de cara a cumplir los objetivos recogidos en el PNIEC (REE, 2022); (MITECO, 2024); (REE, 2024a). Sin embargo, este riesgo no afectará de igual manera a toda la infraestructura, sino que dependerá de varios factores.

La vulnerabilidad al riesgo vendrá definida fundamentalmente por factores propios de la instalación tales como el diseño de sus componentes o su grado de adecuación a las necesidades. Las redes se diseñan atendiendo a la generación, el nivel de tensión, la demanda eléctrica y el entorno en que se ubicarán, factores que determinan su configuración y los materiales a emplear y, con ello, los umbrales de operación en condiciones normales. Asimismo, existe generalmente una correlación entre altas demandas (que requieren circulación de mayores flujos de energía) y menor capacidad de red, lo que la hace más vulnerable (Fant, y otros, 2020). Es por ello que, en caso de calor extremo, las redes más congestionadas y/o aquellas menos prioritarias de cara a su mejora o refuerzo (en zonas más despobladas, por ejemplo), tendrían una mayor probabilidad de cortes de suministro al combinarse el calor extremo con aumentos de demanda que crean cuellos de botella en la red. Como consecuencia, se vería mermada la calidad del servicio en estas zonas.

Otra consecuencia de este riesgo estaría relacionada con la capacidad de la red eléctrica para integrar nueva generación. Aunque actualmente las redes están sobredimensionadas, la tendencia a la reducción de su capacidad de transformación y transmisión, unida a una mayor demanda eléctrica, podría convertirlas en cuello de botella y generar zonas más tensionadas en el futuro, afectando a la calidad del servicio y acelerando la necesidad de reforzarlas. Como consecuencia de todo ello, podría ralentizarse el avance de los planes de transición energética, al dificultar la incorporación de nueva capacidad renovable, con consecuencias sobre la seguridad del sumi-



nistro, el medioambiente y el precio de la energía. Un informe de la AIE identifica la necesidad de modernizar y ampliar todas las redes existentes en la actualidad a nivel mundial para 2040 (IEA, 2023a). En España se ha estimado que será necesario duplicar las inversiones en redes eléctricas respecto al periodo 2021-2026, para poder alcanzar los objetivos de la transición energética (de Aragón, 2023). De hecho, el PNIEC 2023-2030 ya contempla un incremento significativo de la inversión en redes, previsto en 52.360 millones de euros (un 17 % de la inversión total acumulada prevista) (MITECO, 2024). Con este objetivo, se ha elaborado la Propuesta de planificación de la red de transporte de electricidad con horizonte 2030 que plantea una inversión de 13.590 millones de euros hasta el final de la década (MITECO, 2025a). Ligado a esta Propuesta de planificación, se está trabajado también en un Proyecto de real decreto por el cual se regularán los planes de inversión de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

Estos efectos en cascada podrían afectar negativamente a la actividad económica, la provisión de servicios esenciales y a consumidores vulnerables, pudiendo derivar en el agravamiento de situaciones de pobreza energética y el aumento de las tasas de mortalidad y morbilidad (enfermedades físicas y mentales) (EEA, 2024a); (Ürge-Vorsatz & Tirado Herrero, 2012) (reconocido también en los sectores de *Salud humana, Ciudad, urbanismo y edificación, Industria y servicios y Paz, seguridad y cohesión social*). Cabe resaltar la especial vulnerabilidad de las mujeres, más propensas a la pobreza energética, y, en particular, madres y mujeres solteras y mujeres mayores de 65 años (Orkestra, 2023); (Parlamento Europeo, 2023); (Sánchez-Guevara Sánchez, y otros, 2020).

Finalmente, este riesgo podría verse agravado por otros factores subyacentes que podrían incrementar la vulnerabilidad de las redes y favorecer los efectos en cascada. Algunos de ellos actúan sobre la demanda de energía, contribuyendo a modificar los patrones de consumo y las exigencias para el sistema. Tal es el caso de los cambios demográficos o de estilos de vida y de ciertos cambios derivados de la transición energética y el nuevo modelo energético (como la electrificación de demanda o el impulso a la eficiencia energética). Otros factores actuarán sobre la capacidad de suministro del sistema y su resiliencia (grado de penetración de fuentes renovables y almacenamiento, etc.).

Actualmente ya se trabaja en el diseño de redes más resilientes al cambio climático, no solo desde el punto de vista de los materiales empleados, su dimensionado o su refuerzo, sino también sofisticando los sistemas de monitorización e incluyendo tecnologías que permiten una mayor predictibilidad y mejoran la operación en tiempo real. Soluciones como el DLR (*Dynamic Line Rating*), que combina la tecnología IoT (*Internet of Things*) con la sensorización, permite maximizar el uso de la red, transportando más electricidad en momentos en que las condiciones son óptimas y favoreciendo una mayor integración de las energías renovables en zonas con alto potencial renovable.



Ficha 2. Análisis del riesgo de reducción de la eficiencia y capacidad de transmisión de las líneas de transporte y distribución eléctrica por aumento de la temperatura atmosférica.

| Severidad y nivel de confianza | | | | |
|--|---|---|--|--|
| Horizontes temporales y estimaciones de niveles de calentamiento | Actual | Corto plazo 2021-2040 (1,5°C) | Medio plazo 2041-2060 (2°C) | Largo plazo 2081-2100 (3-4°C) |
| Severidad del impacto | Limitada | Limitada | Sustancial | Sustancial |
| | <p>La afección estándar por cada grado no sería significativa; quedarían dentro de los márgenes de error de predicción de la demanda. Umbral alto en el escenario actual.</p> <p>La digitalización de la red, el autoconsumo, la instalación de dispositivos DLR y la adaptación de los diseños contribuye a mitigar el riesgo.</p> | <p>Los porcentajes de variación por cada grado no son significativos; podrían quedar dentro de los márgenes de error de predicción de la demanda. Umbral alto en este escenario.</p> <p>El PNIEC fija el objetivo de electrificación en el 35 % a 2030 (MITECO, 2024).</p> <p>La digitalización de la red, el autoconsumo, la instalación de dispositivos DLR y la adaptación de los diseños contribuyen a mitigar el riesgo.</p> | <p>Se prevén múltiples impactos por calor en la transmisión de energía, aumentando los riesgos de interrupción del suministro, en particular en el sur de Europa (EEA, 2024a).</p> <p>En la gran mayoría de los escenarios, la transición energética de la UE requiere un aumento significativo de la electrificación, que llevará al 61 % para 2050 (Eurelectric, 2024).</p> <p>Interrupciones de duración corta (<24 horas) pueden tener un impacto sustancial.</p> <p>Si la interrupción es de duración mayor a 48 horas⁸, impacto sustancial/crítico.</p> <p>En España, el coste de un apagón de un día de duración está estimado en 800 millones de euros por el Ministerio de Economía y en 1600 millones de euros por la CEOE (Dobetter, 2025).</p> | <p>En un escenario de 3 °C, lo que ahora es una ola de calor de 50 años podría ocurrir casi todos los años (JRC, 2020), aumentando los riesgos de interrupción del suministro. Una interrupción puede tener un impacto sustancial si es de duración corta (<24 horas) y sustancial/crítico si es de duración mayor a 48 horas.</p> <p>En España, el coste de un apagón de un día de duración está estimado en 800 millones de euros por el Ministerio de Economía y en 1600 millones de euros por la CEOE (Dobetter, 2025).</p> <p>Existen procedimientos para evitar interrupciones. La digitalización de la red, el autoconsumo, la instalación de dispositivos DLR y la adaptación de los diseños contribuyen a mitigar el riesgo.</p> |

SIGUE EN LA PRÓXIMA PÁGINA >>

⁸ Independientemente de las causas de la interrupción.



<< VIENE DE LA PÁGINA ANTERIOR

| Severidad y nivel de confianza | | | | |
|--|--|--|--|--|
| Horizontes temporales y estimaciones de niveles de calentamiento | Actual | Corto plazo 2021-2040 (1,5°C) | Medio plazo 2041-2060 (2°C) | Largo plazo 2081-2100 (3-4°C) |
| | | | Existen procedimientos para evitar interrupciones. La digitalización de la red, el autoconsumo, la instalación de dispositivos DLR y la adaptación de los diseños contribuyen a mitigar el riesgo. | |
| Nivel de confianza: | Bajo ◆ | Bajo ◆ | Bajo ◆ | Bajo ◆ |
| · Calidad de las evidencias · Consenso científico | · Baja · Medio | · Baja · Medio | · Baja · Medio | · Baja · Medio |
| | No se han identificado análisis nacionales públicos del impacto de este riesgo, aunque sí se invierte en la monitorización DLR de parámetros meteorológicos (REE, 2024e). Existen estudios a nivel europeo y global, tales como (EA Technology, 2018); (CIGRE, 2014); (EEA, 2019); (Fant, y otros, 2020); Rademaekers & Van der Laan, 2011); (Martikainen, Pykälä, & J., 2007); (LBNL, 2011). | Se ha identificado algún estudio local y regional (Naturklima, 2021); (LIFE IP Urban Klima 2050, 2023). No hay datos nacionales, pero existe una percepción creciente del riesgo (EA Technology, 2018); (CIGRE, 2014); (EEA, 2019); (Fant, y otros, 2020); (EEA, 2024a); (Rademaekers & Van der Laan, 2011); (Martikainen, Pykälä, & J., 2007); (LBNL, 2011). | Se ha identificado algún estudio local y regional (Naturklima, 2021); (LIFE IP Urban Klima 2050, 2023). No hay datos nacionales, pero existe una percepción creciente del riesgo (EA Technology, 2018); (CIGRE, 2014); (EEA, 2019); (Fant, y otros, 2020); (EEA, 2024a); (Rademaekers & Van der Laan, 2011); (Martikainen, Pykälä, & J., 2007); (LBNL, 2011). | Se ha identificado algún estudio local y regional (Naturklima, 2021); (LIFE IP Urban Klima 2050, 2023). No hay datos nacionales, pero existe una percepción creciente del riesgo (EA Technology, 2018); (CIGRE, 2014); (EEA, 2019); (Fant, y otros, 2020); (EEA, 2024a); (Rademaekers & Van der Laan, 2011); (Martikainen, Pykälä, & J., 2007); (LBNL, 2011). |

SIGUE EN LA PRÓXIMA PÁGINA >>



<< VIENE DE LA PÁGINA ANTERIOR

| | Peligros | Elementos expuestos | Factores de vulnerabilidad |
|------------------------|--|---|---|
| Componentes del riesgo | <ul style="list-style-type: none">Intensificación de temperaturas y olas de calor en el corto plazo (hasta 2040) y <i>Medio plazo</i> (2041-2060) en el sur de Europa (EEA, 2024a).El calor reduce el rendimiento en toda la cadena de valor (Diario mx, 2024) y, en algunos casos más extremos, podría producir desabastecimiento.El índice de disponibilidad de la red ha ido disminuyendo en los 3 últimos años (REE, 2024). | <ul style="list-style-type: none">Impacto sobre líneas eléctricas, transformadores y otros equipos. Las instalaciones potencialmente vulnerables se encontrarían distribuidas por todo el país. Mayor exposición con la digitalización y la electrificación asociada a la transición energética (EY, 2024). Esta transición conlleva mayor demanda eléctrica y nuevos patrones de consumo que requerirán de ampliaciones y adaptación de la capacidad de las redes a las nuevas necesidades.Posible afección a la calidad del servicio. Posible afección a todos los sectores económicos, la salud y el bienestar humano en caso de corte del suministro. Posible impacto a colectivos vulnerables (EEA, 2024a), observándose especial vulnerabilidad de las mujeres (Orkestra, 2023); (Sánchez-Guevara Sánchez, y otros, 2020).Mayor afección a líneas más congestionadas. | <ul style="list-style-type: none">El aumento de la temperatura disminuye la capacidad de carga de los cables y la carga nominal de las estaciones transformadoras (Martikainen, Pykälä, & J., 2007); (US DOE, 2011); (Fant, y otros, 2020). Además, existe una correlación entre altas demandas y menor capacidad de la red (Fant, y otros, 2020). La combinación de ambas podría crear cuellos de botella en la red.La afección dependerá del material y diseño, nivel de voltaje, grado de adecuación a las necesidades, los sistemas de protección de los que disponga y la realización de un mantenimiento adecuado. |
| Aspectos transversales | | | |
| Transfronterizos | Podría existir un riesgo para la capacidad de suministro, no sólo a nivel nacional, sino también para las importaciones/exportaciones. Aunque actualmente el impacto para las importaciones/exportaciones podría ser muy limitado (dado el bajo nivel de interconexión), si se siguiera la senda de los objetivos europeos de interconexión (establecida en un 15 % para 2030 (REE, 2025a)), la afección podría volverse más relevante. Una mayor dependencia de la electricidad importada, sin un refuerzo adecuado de la red, puede generar problemas de seguridad energética e incrementar el riesgo de apagón (Torriti, 2017). | | |

SIGUE EN LA PRÓXIMA PÁGINA >>



<< VIENE DE LA PÁGINA ANTERIOR

| Aspectos transversales | |
|------------------------|--|
| Territoriales | <p>Salamanca, Guadalajara, Ávila, Cáceres y Murcia serían provincias especialmente vulnerables a las olas de calor (MITECO, s.f.); (Figueira, 2022).</p> <p>Mayor impacto en líneas muy congestionadas. Mayor demanda eléctrica asociada al uso de equipos de climatización en la zona mediterránea, seguida de la continental (IDAE, 2011).</p> <p>Mayor impacto en zonas más despobladas, menos prioritarias a la hora de mejorar o reforzar las redes.</p> <p>Teniendo en cuenta el valor de cada unidad de electricidad no suministrada (VoLL, Value of Lost Load); (Linares & Rey, 2013) establecen que una interrupción en el suministro tiene el coste económico más elevado en regiones como Madrid, Baleares y Canarias (más centradas en turismo y servicios, de elevada contribución al valor agregado bruto) y el coste menor en Asturias, Cantabria y Galicia (más industriales, con un coste económico por kWh de electricidad no suministrada más bajo).</p> |
| Sociales | <ul style="list-style-type: none">• Un corte de suministro afecta a todos los sectores económicos, la salud y el bienestar humano (EEA, 2024a). Puede impedir el uso de equipos eléctricos que sean necesarios para la supervivencia de determinados colectivos vulnerables, pudiendo elevar las tasas de mortalidad y morbilidad (EEA, 2024a).• Existen diferentes factores que hacen a ciertas personas u hogares más vulnerables, como factores relacionados con "la edad o el estado marital, el tipo de hogar, sus condiciones de salud, y, entre otros aspectos, su nivel de alfabetización energética" (Orkestra, 2023). Los niños y las personas mayores tienen generalmente mayores necesidades energéticas (IDAE, 2019). En 2019 el 17 % de los hogares contaba con la presencia de, al menos, un niño dependiente y un 21 % de los hogares eran unipersonales, ocupados principalmente por personas mayores de 65 años (IDAE, 2019). Capacidad adaptativa muy condicionada por la disponibilidad de recursos económicos. Las mujeres son más propensas a la pobreza energética, y, en particular, madres y mujeres solteras y mujeres mayores de 65 años (Orkestra, 2023); (Sánchez-Guevara Sánchez, y otros, 2020). |
| Maladaptación | <p>La planificación de las redes es un proceso lento, donde hasta ahora mucha de la inversión era reactiva (distribución, conexión de industria, etc.) (Energía y sociedad, 2024). La reforma de mercado eléctrico europeo reconoce la necesidad de incrementar las inversiones anticipadas. La Comisión Europea estima que se requerirán inversiones en redes por valor de unos 584.000 millones de euros de aquí a 2030. De manera general, la AIE recomienda que, por cada euro que se invierta en renovables, se inviertan 0,7 € en redes (1 € a partir de 2030), pero en España la inversión se sitúa actualmente en 0,45 € (Energía y sociedad, 2024). La transición energética requerirá aumentos del mallado de la red y una gestión óptima de oferta y demanda (Folch, Palau Garrabou, & Moreso Ventura, 2012). Sin embargo, el clima de incertidumbre regulatoria y desconfianza existente (Energía y sociedad, 2023) y los límites de inversión aún existentes en la actualidad (0,13 % del PIB para distribución⁹ y 0,065 % del PIB para el transporte¹⁰, en proceso de revisión), dificultan atraer la inversión necesaria en distribución. Nueva normativa actualmente en revisión (CNMC, 2024) reconoce la necesidad de diseñar un nuevo modelo retributivo y de gestión de inversiones adaptados a los nuevos retos que enfrenta el sistema, contribuyendo a atraer la inversión necesaria en las redes.</p> |

SIGUE EN LA PRÓXIMA PÁGINA >>

⁹ Se excluyen las inversiones relativas a la digitalización.

¹⁰ Se excluyen las inversiones en interconexiones.



<< VIENE DE LA PÁGINA ANTERIOR

Aspectos transversales

El desarrollo y refuerzo de las redes tiene implicaciones sobre los territorios por los que discurre, pudiendo impactar sobre el territorio, el paisaje, la biodiversidad y la salud. Las evaluaciones ambientales tienen por objetivo la mejora de los proyectos (Folch, Palau Garrabou, & Moreso Ventura, 2012).

Género

Diversos estudios resaltan la mayor propensión de las mujeres a la pobreza energética, y, en particular, madres y mujeres solteras y mujeres mayores de 65 años (Orchestra, 2023); (Sánchez-Guevara Sánchez, y otros, 2020). Los efectos en cascada de este riesgo podrían afectar de manera más acusada a estos colectivos.

Otros aspectos analizados

Umbrales críticos

- En líneas generales, la energía transportada se podría reducir en un 0,20 % por cada grado de aumento de temperatura por encima de un umbral (Rademaekers & Van der Laan, 2011). La temperatura en la superficie del conductor debe permanecer dentro de los límites (entre 80 °C-90 °C) (ADB, 2013).
- En estaciones transformadoras, la carga nominal podría reducirse en un 0,7-1 % por cada grado de aumento de temperatura por encima de un umbral (Martikainen, Pykälä, & J., 2007); (US DOE, 2011).
- Estos umbrales de temperatura ambiente podrían ser de 20 °C-30 °C-40 °C, según ubicación y diseño de la instalación (IEC 60076-1); (IEC 60076-2).
- Otros daños por sobrecalentamiento de la infraestructura (mayor degradación de componentes, disminución de vida útil, aumento de la flecha de líneas aéreas, etc.).

Lock-in/Bloqueo

En un sistema cada vez más electrificado, la posibilidad de que se reduzca el rango de operación segura y la eficiencia con la temperatura es un aspecto crítico. Se debe tener en cuenta, ya en el diseño, todo aquello que pueda comprometer la capacidad de abastecer la demanda.

El desarrollo de las redes resulta complejo por la lentitud y complejidad de los procesos administrativos y la heterogeneidad de interlocutores y de criterios en la evaluación en función de la comunidad autónoma por donde discurre el trazado (Folch, Palau Garrabou, & Moreso Ventura, 2012).

El desarrollo de las redes tiene implicaciones sobre los territorios por los que discurre, dificultando su inscripción. Resulta prácticamente imposible diseñar unos trazados para las nuevas líneas que no atraviesen espacios naturales y/o núcleos de población o enclaves habitados (rechazo social) (Folch, Palau Garrabou, & Moreso Ventura, 2012).

En verano aumenta el riesgo para el suministro eléctrico al combinarse la menor eficiencia en el transporte de electricidad con el aumento de demanda de refrigeración y menor disponibilidad de recursos hídricos que afectan a la operación de centrales hidroeléctricas, térmicas y de bombeo (Garrido-Perez, Barriopedro, García-Herrera, & Ordóñez, 2021).

Agravamiento de los riesgos si continúan las inversiones en recursos fósiles (IPCC, 2022b).

SIGUE EN LA PRÓXIMA PÁGINA >>



<< VIENE DE LA PÁGINA ANTERIOR

Otros aspectos analizados

Planes o medidas
en curso de gestión
del riesgo

Instrumentos y planes:

- Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático PNACC 2021-2030.
- Plan Nacional Integrado de Energía y Clima PNIEC 2021-2030.
- Estrategia de descarbonización a Largo Plazo 2050.
- Ley 7/2021 de Cambio Climático y Transición Energética.
- Estrategia de Almacenamiento Energético.
- Estrategia de Transición Justa.
- Reglamento (UE) 2019/941 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre la preparación frente a los riesgos en el sector de la electricidad y por el que se deroga la Directiva 2005/89/CE.
- Real Decreto-Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Planificación de la red de transporte (planificación 2021-2026; 2025-2030).
- Diversa normativa y regulación técnica relativa a la red eléctrica (Real Decreto 223/2008, UNE 21144, UNE 211435, IEC 60076, etc.).
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.

Medidas:

- Estimación del impacto del cambio climático en las temperaturas y la funcionalidad y resiliencia de las redes de transporte y distribución. Integración en la planificación de la transición energética y de las redes (MITECO, 2020).
- Refuerzo de la inversión en redes y priorización del fortalecimiento de las interconexiones internacionales (Energía y sociedad, 2023); (REE, 2024a).
- Diseño de la nueva infraestructura eléctrica teniendo en cuenta las proyecciones climáticas (EEA, 2019). Protección del equipamiento térmicamente sensible.
- Mantenimiento predictivo, basado en datos de rendimiento. Refuerzo de las redes y provisión de rutas alternativas.
- Digitalización de las redes eléctricas.
- Generación descentralizada de energía, más cercana a los puntos de consumo.
- Gestión de la demanda (diseño de tarifas, reducción voluntaria, pago por servicio, eficiencia energética) y lucha contra el fraude eléctrico (conexiones no autorizadas) (IEA, 2023); (JRC, 2018) ayudan a evitar sobrecargas y minimizar cuellos de botella en la red que pudieran verse agravados por picos de demanda o demandas no planificadas.

SIGUE EN LA PRÓXIMA PÁGINA >>



<< VIENE DE LA PÁGINA ANTERIOR

| Otros aspectos analizados | |
|--|--|
| Gobernanza de gestión del riesgo | Actores: gobierno estatal (diferentes departamentos ministeriales y organismos de la Administración General del Estado), CC.AA., Diputaciones y Municipalidades; entidades públicas empresariales (tales como el IDAE u otras de ámbito regional); empresas energéticas, sobre todo, operador del sistema eléctrico y gestores de las redes de distribución; prosumidores. |
| Beneficios de medidas de adaptación futuras | <ul style="list-style-type: none">• Aumentar la seguridad del suministro eléctrico.• Mejorar la flexibilidad y capacidad de respuesta de la red.• Identificación temprana de puntos vulnerables. Anticiparse a los futuros problemas de la red.• Mejorar la calidad del servicio y la seguridad de las infraestructuras.• Minimizar la demanda energética mediante la mejora de la eficiencia energética de las edificaciones y los hábitos de consumo. |
| Afección a/de descarbonización o neutralidad climática | <ul style="list-style-type: none">• Las redes de transporte y distribución tienen un efecto vertebrador de la transición energética. En caso de no atender la inversión necesaria en redes (MITECO, 2022), podrían convertirse en el eslabón débil de la transformación del sector, afectando a su descarbonización (IEA, 2023a); (Comisión Europea, 2023).• Posible afección si la interrupción del suministro en zonas congestionadas obliga a poner en marcha generadores portátiles basados en combustibles fósiles. Alternativa, gases renovables. |
| Déficits de información | <p>No se ha identificado información pública sobre la afección actual de este riesgo.</p> <p>No se ha identificado información pública sobre metodologías y umbrales estandarizados para la evaluación de impactos.</p> <p>No se ha identificado información pública sobre estimaciones de impacto económico.</p> |
| Recomendaciones de priorización | No requiere acciones adicionales inmediatas, pero debe permanecer bajo observación para valorar su evolución. Requiere un mayor esfuerzo en la recopilación y análisis de datos, así como un seguimiento continuo. Se puede abordar principalmente dentro de un único ámbito de la gestión pública. |



4.3. RC9.3: Riesgo de reducción de capacidad de suministro debido al aumento del consumo energético y/o picos de demanda como consecuencia de las altas temperaturas

Por último, se ha priorizado el **riesgo de reducción de capacidad de suministro debido al aumento del consumo energético y/o picos de demanda como consecuencia de las altas temperaturas**. Se trata de un riesgo reconocido en la literatura (Sanz & Galán, 2021); (MITECO, 2020a); (IHOBE, 2020) y que hace referencia al riesgo que podría suponer para el suministro energético que se produzcan cambios radicales en los patrones de demanda de electricidad como consecuencia de las altas temperaturas que proyectan los escenarios futuros.

Dentro del proceso de transición energética, la demanda energética juega un papel clave para la descarbonización del país (MITECO, 2020); (MITECO, 2024). Ante los aumentos de temperatura que apuntan las proyecciones, resulta esencial cuantificar su impacto en la demanda de energía e implementar medidas para evitar o limitar los picos de demanda, en especial aquellos asociados a episodios de calor extremo. Es este uno de los ámbitos de trabajo del PNACC y el PNIEC (MITECO, 2020); (MITECO, 2024). El PNIEC prevé para 2030 un ascenso del 16,4 % del consumo eléctrico final para usos energéticos respecto al de 2019 (MITECO, 2024), perfilándose como principales impulsores, no sólo el cambio climático, sino también la descarbonización de la economía, la transición del sistema energético hacia uno basado en renovables, la electrificación de los usos finales de la energía, el aumento de la población, la urbanización y los cambios en los estilos de vida (Economics for Energy, 2017); (Troccoli, 2018); (MITECO, 2024). La relevancia de este riesgo para el sector energético sería uno de los principales motivos por los que se ha considerado como clave, pero existen otras causas que quedan descritas en detalle en el AMC. Entre ellas estarían el alto nivel de confianza en la materialización del peligro (EEA, 2024a); (JRC, 2020) y su potencial impacto a muy corto plazo, dado que ya se experimentan en Europa interrupciones significativas en el suministro de energía durante condiciones excepcionalmente secas y calurosas, en particular en regiones del sur (EEA, 2024a).

A futuro, el impacto esperado sería mayor, con consecuencias muy relevantes, tanto por su alcance en términos de extensión geográfica y población afectada (JRC, 2018) como desde el punto de vista económico (CMCC, 2021), sin olvidar los potenciales efectos en cascada en caso de producirse incremento en los precios de la energía e interrupciones del servicio (Fant, y otros, 2020). Las consecuencias podrían alcanzar a otros sectores económicos, la salud y el bienestar humano (EEA, 2024a) (reconocido también en los ámbitos de *Salud humana, Ciudad, urbanismo y edificación, Industria y servicios y Paz, seguridad y cohesión social*) y evidenciar situaciones de pobreza energética por su especial incidencia sobre colectivos sin recursos y vulnerables que



habiten en viviendas mal aisladas y tengan mayor dependencia de los sistemas de refrigeración para sobrevivir (EEA, 2024a); (Pérez, 2023); (Awaworyi Churchill, Smyth, & Trinh, 2022); (Ürge-Vorsatz & Tirado Herrero, 2012). Sin embargo, cabe resaltar que las causas que subyacen tras la pobreza energética son más complejas que la mera pobreza económica y existen diferencias por género, ya que los hombres y las mujeres presentan necesidades energéticas y vulnerabilidades diferentes, encontrando entre estas últimas los colectivos con mayor exposición (Sánchez-Guevara Sánchez, y otros, 2020); (Orkestra, 2023); (Parlamento Europeo, 2023).

De acuerdo con la EEA (EEA, 2024a), a *Medio plazo* (2041-2060) cabría esperar un mayor riesgo de interrupción del suministro energético, en particular en el sur de Europa (riesgo crítico, confianza media). Por otro lado, se observa una capacidad de recuperación limitada, puesto que podría requerir recursos económicos significativos y un plazo medio de tiempo para realizar ampliación de capacidades que minimicen las interrupciones del servicio.

La **Figura 5** presenta la cadena de impacto de este riesgo clave que refleja los componentes que inducen al riesgo (peligro, exposición y vulnerabilidad) y los impactos derivados de dichos componentes. Sobre el riesgo clave actúan los peligros climáticos y otros factores que potencian el riesgo. De él se derivan los potenciales impactos y riesgos en cascada identificados, que son propios del sector o se encuentran interrelacionados con otros sectores. Tal y como se observa en la cadena de impacto, se trata de un riesgo íntimamente conectado al riesgo de reducción de la eficiencia y capacidad de la red eléctrica de transporte y distribución, de tal forma que la sinergia de ambos riesgos agravaría las consecuencias.

La **Figura 5** muestra el incremento previsto en las temperaturas como principal peligro desencadenante de este riesgo clave. De acuerdo con los estudios existentes, se observa una mayor intensidad, frecuencia y duración de las olas de calor en Europa, en especial, en el mediterráneo y en las grandes ciudades (MITECO, 2024a); (JRC, 2020); (AEMET, 2017). A futuro esta tendencia se mantiene, aumentando de manera significativa la probabilidad de que se produzcan temperaturas extremas sin precedentes ya en el período 2021-2050 (EEA, 2024a). Para la península Ibérica, diversas fuentes muestran un aumento sustancial de las temperaturas en escenarios futuros, especialmente hacia finales de siglo, siendo estos más acusados para la temperatura máxima y más bajos (aunque todavía significativos) para la temperatura mínima (Carvalho, Pereira, & Rocha, 2021); (MITECO, 2024a). Bajo escenario RCP 8.5 se prevén aumentos de la temperatura media diaria (respecto al periodo histórico 1986-2005) de entre 1,5 y 2,5 °C para el período 2046-2065, registrándose los valores más altos en áreas de interior del centro y sur, en la Cordillera Cantábrica y Pirineos, y los más bajos en áreas costeras, en particular la costa atlántica norte (con incertidumbre en ciertas regiones) (Carvalho, Pereira, & Rocha, 2021); (MITECO, 2024a). Con un patrón espacial similar, para el período 2081-2100 se prevén aumentos de entre 2,5 °C (costa atlántica



norte) y 5,2 °C (Andalucía) (consenso alto) (Carvalho, Pereira, & Rocha, 2021); (MITECO, 2024a).

Respecto a los eventos de temperatura extrema, se proyectan aumentos en los días calurosos (temperatura media superior a 30 °C), muy calurosos (temperatura máxima superior a 40 °C) y noches tropicales. A finales de siglo los incrementos podrían ser de 40-60 días/año, 30-40 días/año y 50-80 noches/año, respectivamente (RCP 8.5) (MITECO, 2024a); (Carvalho, Pereira, & Rocha, 2021). Este tipo de eventos aumentan las necesidades de refrigeración, y con ello el consumo energético asociado, tanto por los equipos de refrigeración ya existentes como por la instalación de nuevos equipos en viviendas y locales que actualmente no disponen de él (EEA, 2024a); (JRC, 2018). Es clave, en este aumento de necesidades de refrigeración, el estado de los edificios y su nivel de aislamiento, y la vulnerabilidad de este riesgo clave estará condicionada principalmente por la eficiencia energética de los equipos de refrigeración empleados y por el tipo de consumidor y su naturaleza, siendo los colectivos más vulnerables los que podrían demandar más energía (EEA, 2024a). Tal y como se indicaba anteriormente, muchos de ellos no cuentan con equipos de climatización de alta eficiencia que reduzcan el consumo energético y su factura, y en ocasiones no pueden asumir su coste, agravando situaciones de pobreza energética (Awaworyi Churchill, Smyth, & Trinh, 2022).

Las instalaciones potencialmente vulnerables se encuentran distribuidas por todo el país, aunque a futuro sería el noroeste de España el que podría experimentar cambios más extremos en la demanda eléctrica al cambiar sus habituales veranos templados por otros algo más extremos, aunque con un menor calentamiento que en otras regiones (Pérez, 2023); (Garrido-Perez J. , Barriopedro, García-Herrera, & Ordóñez, 2021).

La consecuencia más inmediata de este riesgo sería la dificultad para gestionar picos de demanda para los que el sistema no esté diseñado. Ello podría derivar en problemas de seguridad de suministro, especialmente en momentos en los que la disponibilidad de energía de origen renovable sea limitada (por ejemplo, durante periodos de bajo recurso eólico, sequía hidrológica o episodios de calor extremo que mermen la eficiencia de los paneles solares). En tales situaciones, podría ser necesario diversificar las fuentes poniendo en marcha instalaciones más costosas y menos sostenibles, o incluso importar electricidad del exterior.

La seguridad de suministro también depende del estado de la infraestructura de generación, almacenamiento y transporte. Factores como su antigüedad, su grado de adecuación a las necesidades actuales y futuras y su estado de mantenimiento condicionan su capacidad para satisfacer la demanda y adaptarse a los cambios. Durante episodios de calor extremo las infraestructuras más congestionadas y aquellas menos prioritarias de cara a su mantenimiento, mejora o refuerzo (en zonas con bajo crecimiento poblacional o menor volumen de actividad industrial y comercial, por ejemplo) podrían no ser capaces de mantener el servicio. En este sentido, la simplicidad y

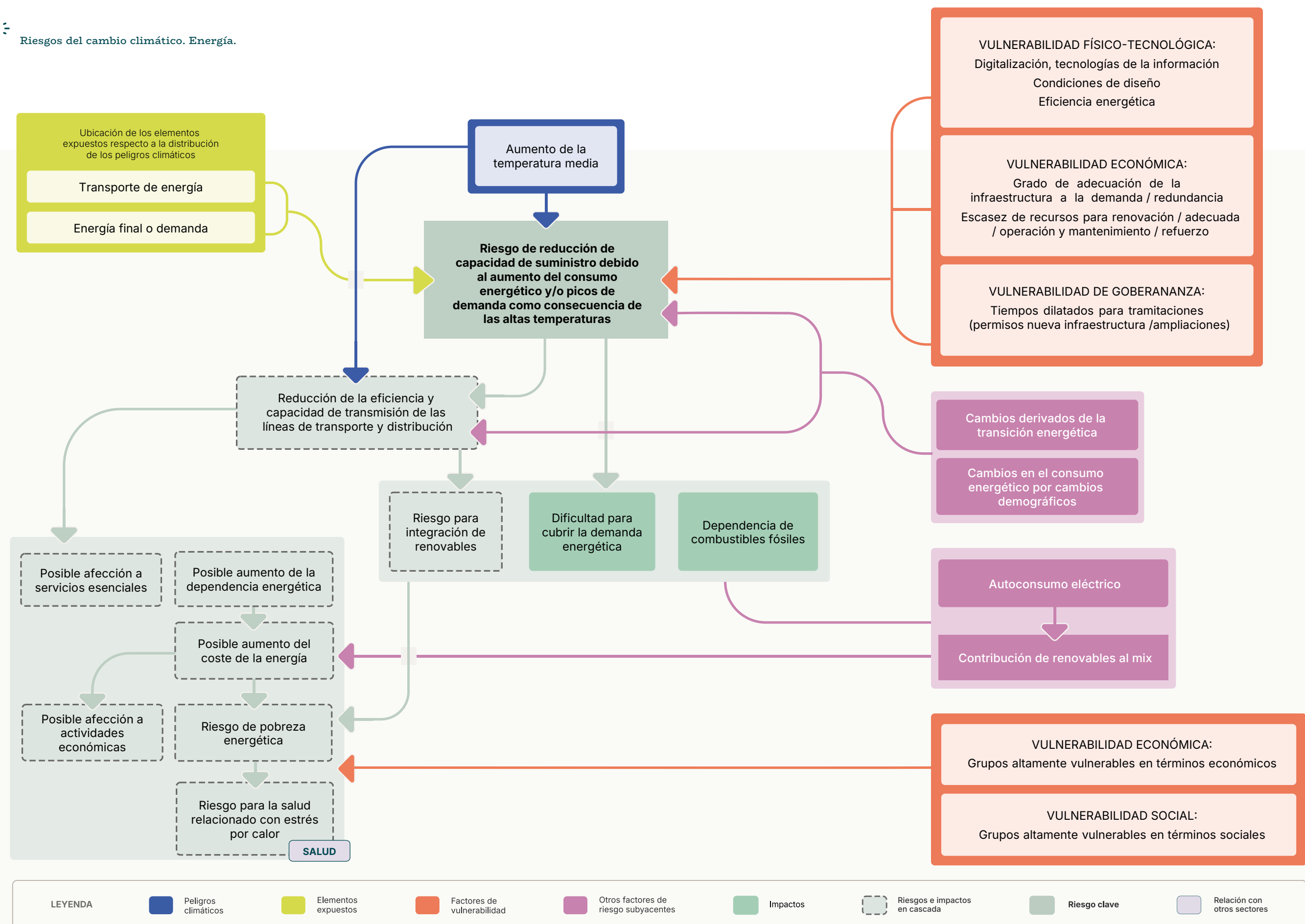


Figura 5. Cadena de impacto del riesgo clave de reducción de capacidad de suministro debido al aumento del consumo energético y/o picos de demanda como consecuencia de las altas temperaturas.



agilidad en la tramitación de permisos para la mejora o ampliación de infraestructuras condiciona su capacidad de adaptación y, con ello, su vulnerabilidad.

Por otro lado, existen otros factores de riesgo subyacentes que pueden agravar tanto la exposición como la vulnerabilidad del sector a este riesgo. Cabe destacar, por un lado, factores que contribuyen a modificar los patrones de consumo y, con ello, las demandas para el sistema. Factores como el crecimiento demográfico, la urbanización, los cambios en los estilos de vida, la progresiva electrificación de los usos finales o el impulso a la eficiencia energética serían algunos ejemplos. Por otro lado, estarían los factores que inciden sobre la capacidad de suministro del sistema y su resiliencia, tales como el grado de penetración de fuentes renovables, el desarrollo de sistemas de almacenamiento o la mejora y modernización de las redes. Las interrupciones de suministro que se deriven podrían resultar críticas para la actividad económica de diversos sectores, y en especial para la provisión de servicios esenciales y el suministro de los consumidores más vulnerables, tal y como se ha resaltado al comienzo de este apartado.



Ficha 3. Análisis del riesgo de reducción de capacidad de suministro debido al aumento del consumo energético y/o picos de demanda como consecuencia de las altas temperaturas.

| Severidad y nivel de confianza | | | | |
|--|--|--|---|--|
| Horizontes temporales y estimaciones de niveles de calentamiento | Actual | Corto plazo 2021-2040 (1,5°C) | Medio plazo 2041-2060 (2°C) | Largo plazo 2081-2100 (3-4°C) |
| Severidad del impacto | Limitada | Limitada | Sustancial | Sustancial |
| | <p>Interrupciones ocasionales del suministro en líneas muy congestionadas.</p> <p>Una encuesta nacional (INE, 2023) recoge que el 33,6 % no tiene una temperatura suficientemente fresca (inferior a 25°C) durante el verano.</p> <p>Se realizan inversiones periódicas en la red para garantizar la calidad y seguridad del suministro. (EEA, 2024a); (REE, 2022); (MITECO, 2024); (MITECO, 2025a).</p> | <p>En el sur de Europa se prevé un aumento progresivo de la duración y la intensidad de las olas de calor, junto con una creciente urbanización y envejecimiento de la población. Estos factores contribuyen a aumentar la población vulnerable y los riesgos para la salud (EEA, 2024a).</p> <p>No se observan limitaciones significativas para hacer frente al riesgo.</p> | <p>En el sur de Europa se prevé un aumento de la duración y la intensidad de las olas de calor, junto con una creciente urbanización y envejecimiento de la población. Aumento de la población vulnerable y los riesgos para la salud.</p> <p>En 2050, los ciudadanos mayores de 65 años constituirán casi el 30 % de la población (EEA, 2024a).</p> <p>Mayor riesgo de interrupción del suministro energético por impactos en la producción, transmisión y demanda de energía en el sur de Europa (EEA, 2024a). Su impacto puede ser sustancial si la interrupción es de duración corta (<24 horas) y sustancial/crítico si es de duración mayor a 48 horas¹¹.</p> | <p>En España, riesgo por ola de calor significativamente mayor en un escenario de 3 °C que en un escenario de 1,5° C (JRC, 2020). Lo que actualmente es una ola de calor de 50 años podría ocurrir casi todos los años (JRC, 2020).</p> <p>En el sur de Europa se prevé una creciente urbanización y envejecimiento de la población.</p> <p>Aumento de la población vulnerable y los riesgos para la salud (EEA, 2024a). CMCC¹² estima en más del 1 % del PIB las pérdidas macro-económicas en algunas regiones del sur de Europa en escenarios de emisiones medias y altas por el incremento de las necesidades de refrigeración (CMCC, 2021).</p> |

SIGUE EN LA PRÓXIMA PÁGINA >>

¹¹ Independientemente de las causas de la interrupción.

¹² Euro-Mediterranean Center on Climate Change.



<< VIENE DE LA PÁGINA ANTERIOR

| Severidad y nivel de confianza | | | | |
|--|--------|-------------------------------------|---|---|
| Horizontes temporales y estimaciones de niveles de calentamiento | Actual | Corto plazo 2021-2040 (1,5°C) | Medio plazo 2041-2060 (2°C) | Largo plazo 2081-2100 (3-4°C) |
| | | | <p>En España, el coste de un apagón de un día de duración está estimado en 800 millones de euros por el Ministerio de Economía y en 1600 millones de euros por la CEOE (Dobetter, 2025).</p> <p>El autoconsumo, las predicciones diarias y la planificación de las redes podrían mitigar el riesgo. Existen procedimientos para evitar interrupciones del suministro.</p> | <p>Potencial aumento del riesgo de interrupción de suministro por sinergia con sequías (que impactan sobre la generación de energía) y menor capacidad de redes (Garrido-Perez, Barriopedro, García-Herrera, & Ordóñez, 2021).</p> <p>Interrupciones de duración corta (<24 horas) pueden tener un impacto sustancial.</p> <p>Interrupciones de duración mayor a 48 horas podrían tener impacto sustancial/crítico. En España, el coste de un apagón de un día de duración está estimado en 800 millones de euros por el Ministerio de Economía y en 1600 millones de euros por la CEOE (Dobetter, 2025).</p> <p>El autoconsumo, las predicciones diarias y la planificación de las redes podrían mitigar el riesgo. Existen procedimientos para evitar interrupciones del suministro.</p> |

SIGUE EN LA PRÓXIMA PÁGINA >>



<< VIENE DE LA PÁGINA ANTERIOR

| Severidad y nivel de confianza | | | | |
|--|---|---|---|---|
| Horizontes temporales y estimaciones de niveles de calentamiento | Actual | Corto plazo 2021-2040 (1,5 °C) | Medio plazo 2041-2060 (2 °C) | Largo plazo 2081-2100 (3-4 °C) |
| Nivel de confianza: | Bajo ◆ | Bajo ◆ | Bajo ◆ | Bajo ◆ |
| · Calidad de las evidencias · Consenso científico | · Baja · Medio | · Baja · Medio | · Baja · Medio | · Baja · Medio |
| | No se ha identificado información nacional pública sobre la afección actual de este riesgo al sistema. Existen estudios a nivel europeo y global, tales como (EEA, 2024a); (JRC, 2018); (Economics for Energy, 2017). | No se ha identificado información cuantitativa del impacto del riesgo, pero existe una percepción creciente del riesgo (EEA, 2024a); (JRC, 2018); (Economics for Energy, 2017). | No se ha identificado información cuantitativa del impacto del riesgo, pero existe una percepción creciente del riesgo (EEA, 2024a); (JRC, 2018); (Economics for Energy, 2017). | No se ha identificado información cuantitativa del impacto del riesgo, pero existe una percepción creciente del riesgo (EEA, 2024a); (JRC, 2018); (Economics for Energy, 2017). |

| | Peligros | Elementos expuestos | Factores de vulnerabilidad |
|------------------------|---|---|---|
| Componentes del riesgo | <ul style="list-style-type: none">Intensificación de temperaturas y olas de calor en el corto plazo (hasta 2040) y <i>Medio plazo</i> (2041-2060) en el sur de Europa (EEA, 2024a).Existe una correlación clara entre la temperatura y los niveles de consumo eléctrico (ventilación, refrigeración, etc.) (Figueira, 2022). | <ul style="list-style-type: none">El 41 % del parque de viviendas en el mercado en España tiene aire acondicionado (Idealista, 2024). Potencial aumento a futuro por aumento de olas de calor (Scoccimarro 2023). Instalaciones distribuidas por todo el país.La refrigeración supuso, en 2022, el 2,3 % del consumo eléctrico total del sector residencial (MITECO, 2022b).Posible impacto a colectivos vulnerables. | <ul style="list-style-type: none">Consumo de electricidad para refrigeración condicionado por la ubicación, la penetración de equipos de aire acondicionado en los edificios y la calidad térmica del parque inmobiliario (Scoccimarro, y otros, 2023). Grado de impacto muy influido por la eficiencia de los equipos (IDAE, 2011).Posible sobrecarga de líneas eléctricas, transformadores y otros equipos (Figueira, 2022). Riesgo de cortes de energía condicionado por la antigüedad de la infraestructura, su mallado y grado de adecuación a las necesidades y la realización de un mantenimiento adecuado. |

SIGUE EN LA PRÓXIMA PÁGINA >>



<< VIENE DE LA PÁGINA ANTERIOR

| Aspectos transversales | |
|------------------------|---|
| Transfronterizos | <p>Los cambios radicales en los patrones de demanda de electricidad pueden afectar de forma notable al sistema eléctrico. Impacto más evidente para un sistema eléctrico renovable (Kan, Reichenberg, & Hedenus, 2021).</p> <p>Podría requerirse mayor importación de electricidad del exterior. No siempre es factible.</p> <p>Una mayor dependencia de la electricidad importada, sin un refuerzo adecuado de la red, puede generar problemas de seguridad energética (Torriti, 2017).</p> |
| Territoriales | <p>Mayor aumento de grados-día de refrigeración en Salamanca, Guadalajara, Ávila, Cáceres y Murcia (MITECO, s.f.); (Figueira, 2022).</p> <p>Mayor incremento de demanda en el sector residencial, seguido del sector servicios (Figueira, 2022). En lo que se refiere a la distribución de los hogares que disponen de algún sistema de refrigeración o regulación de temperatura, la zona mediterránea sería la que dispone de más equipos, seguida de la continental (IDAE, 2011).</p> <p>Mayor impacto en líneas muy congestionadas y/o en las zonas más despobladas, menos prioritarias a la hora de mejorar o reforzar las redes.</p> |
| Sociales | <ul style="list-style-type: none">• Nivel de riesgo condicionado por el tipo de consumidor y el nivel de eficiencia energética de los edificios (Orchestra, 2023).• Los niños y las personas mayores tienen generalmente mayores necesidades energéticas (IDAE, 2019). En 2019 el 17 % de los hogares contaba con la presencia de al menos un niño dependiente y un 21 % de los hogares eran unipersonales, ocupados principalmente por personas mayores de 65 años (IDAE, 2019).• Riesgo de aumento del precio de la energía y cortes de energía por aumento de demanda (Kan, Reichenberg, & Hedenus, 2021). Mayor afección a personas vulnerables, por lo que se agravarían situaciones de pobreza energética (Awaworyi Churchill, Smyth, & Trinh, 2022), ya sea por dedicar un alto porcentaje de los ingresos (más del 10 %) a sufragar la factura energética o por no poder mantener el hogar a una temperatura adecuada (ICAI, 2024), aumentando las tasas de mortalidad y morbilidad (EEA, 2024a).• Capacidad adaptativa muy condicionada por la disponibilidad de recursos económicos. Personas en situación de pobreza sin presupuesto para mejorar su vivienda (Ürge-Vorsatz & Tirado Herrero, 2012) o viviendo de alquiler, sin capacidad para mejorar las viviendas. Propietarios arrendadores sin incentivos para realizar mejoras, ya que la factura la asumen los inquilinos (Altekio, 2024). |
| Maladaptación | <ul style="list-style-type: none">• El aumento de la implementación de aire acondicionado como principal método de adaptación, agravando situaciones pobreza energética, intensificando el efecto isla de calor urbana y perjudicando la mitigación del cambio climático (Ürge-Vorsatz & Tirado Herrero, 2012).• Uso de sistemas de climatización y tecnologías poco eficientes.• Implementación de medidas de contención de la demanda que agraven situaciones de pobreza energética.• El dimensionado del sistema para satisfacer los futuros periodos de demanda extrema hace la red más ineficiente (Garrido-Perez, Barriopedro, García-Herrera, & Ordóñez, 2021). |

SIGUE EN LA PRÓXIMA PÁGINA >>



<< VIENE DE LA PÁGINA ANTERIOR

| Aspectos transversales | |
|---|--|
| Género | Diferentes factores fisiológicos, de salud, económicos y sociales hacen a las mujeres más propensas a la pobreza energética y más vulnerables a este riesgo (Orkestra, 2023); (Sánchez-Guevara Sánchez, y otros, 2020). En particular, las madres y mujeres solteras (Parlamento Europeo, 2023). |
| Otros aspectos analizados | |
| Umbrales críticos | Impacto directo en las necesidades de refrigeración residencial por encima de un umbral de 250 grados-día de refrigeración (JRC, 2018). |
| Lock-in/Bloqueo | <p>Tendencia hacia un cambio a verano de los días de demanda eléctrica extrema (MITECO, 2024a). Potencial aumento del riesgo por sinergia con sequías que impactan sobre la generación de energía y menor capacidad de redes (Garrido-Perez, Barriopedro, García-Herrera, & Ordóñez, 2021).</p> <p>Agravamiento de los riesgos si continúan las inversiones en recursos fósiles (IPCC, 2022b) y en construcción de edificios poco eficientes (Ürge-Vorsatz & Tirado Herrero, 2012). Retrasos en la transposición de la Directiva Europea de Eficiencia Energética de los Edificios al Código Técnico de la Edificación (CTE).</p> <p>Gran impacto sobre el sistema eléctrico de los cambios radicales en el patrón de demanda de electricidad. Impacto mayor para un sistema eléctrico renovable (Kan, Reichenberg, & Hedenus, 2021).</p> |
| Planes o medidas en curso de gestión del riesgo | <p>Instrumentos y planes:</p> <ul style="list-style-type: none">• Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático PNACC 2021-2030.• Plan Nacional Integrado de Energía y Clima PNIEC 2021-2030.• Estrategia de descarbonización a Largo Plazo 2050.• Ley 7/2021 de Cambio Climático y Transición Energética.• Estrategia de Almacenamiento Energético.• Hoja de ruta de Autoconsumo.• Estrategia de Transición Justa.• Directiva (UE) 2023/1791 del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de septiembre de 2023 relativa a la eficiencia energética y por la que se modifica el Reglamento (UE) 2023/955.• Código Técnico de Edificación.• Programas de Rehabilitación Energética de Edificios.• RESEE. Estrategia a largo plazo para la rehabilitación energética en el sector de la edificación en España.• PRTR, componentes de rehabilitación. |

SIGUE EN LA PRÓXIMA PÁGINA >>



<< VIENE DE LA PÁGINA ANTERIOR

| Otros aspectos analizados | |
|---|---|
| Planes o medidas en curso de gestión del riesgo | <ul style="list-style-type: none">Reglamento (UE) 2019/941 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre la preparación frente a los riesgos en el sector de la electricidad y por el que se deroga la Directiva 2005/89/CE.Real Decreto-Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética 2019-2024. <p>Medidas:</p> <ul style="list-style-type: none">Estimación del impacto del cambio climático en las temperaturas y demandas. Integración en la planificación de la transición energética (MITECO, 2020).Refuerzo y digitalización de las redes eléctricas.Aumento de la contribución de las energías renovables al mix energético y fomento del autoconsumo eléctrico.Gestión de la demanda (almacenamiento, diseño de tarifas, reducción voluntaria, pago por servicio, eficiencia energética), medidas de mitigación del efecto isla de calor urbano y lucha contra el fraude eléctrico (conexiones no autorizadas) (IEA, 2023); (JRC, 2018); (Ürge-Vorsatz & Tirado Herrero, 2012) ayudan a reducir la demanda y los picos, así como a evitar demandas no planificadas.Actuaciones en favor de consumidores y empresas vulnerables para la lucha contra el cambio climático y la pobreza energética mediante la acción climática (por ejemplo, Plan Social para el Clima, diseño de edificios resilientes al clima, erradicación de las islas de calor, etc.) (MITECO, 2025); (MITECO, 2020b); (Ürge-Vorsatz & Tirado Herrero, 2012). |
| Gobernanza de gestión del riesgo | <p>Necesidad de abordar el riesgo de picos de demanda de energía a nivel político (Torriti, 2017); (Ürge-Vorsatz & Tirado Herrero, 2012) y de impulsar la seguridad energética mediante la reducción de los riesgos de la cadena de suministro (Funcas, 2022).</p> <p>Actores: gobierno estatal (diferentes departamentos ministeriales y organismos de la Administración General del Estado), CC.AA., Diputaciones y Municipalidades; entidades públicas empresariales (tales como el IDAE u otras de ámbito regional); empresas energéticas (generadores, REE y distribuidoras, comercializadoras, empresas de servicios energéticos); consumidores; servicios sociales y otros organismos de atención a colectivos vulnerables; líderes de opinión e influenciadores sociales.</p> |
| Beneficios de medidas de adaptación futuras | <ul style="list-style-type: none">Aumentar la seguridad del suministro eléctrico.Mejorar la flexibilidad y capacidad de respuesta de la red.Identificación temprana de puntos vulnerables. Anticiparse a los futuros problemas de la red.Minimizar la demanda energética mediante la mejora de la eficiencia energética de las edificaciones y los hábitos de consumo.Combatir la pobreza energética en condiciones climáticas extremas (puesta en marcha de protocolos para la detección de situaciones de pobreza energética, formación en hábitos de consumo energético, bono social térmico y eléctrico, alquiler social a colectivos vulnerables con subvención para gastos energéticos, subvenciones y desgravaciones fiscales a la rehabilitación energética, etc.) (Sánchez-Guevara Sánchez, y otros, 2020). |

SIGUE EN LA PRÓXIMA PÁGINA >>



<< VIENE DE LA PÁGINA ANTERIOR

| Otros aspectos analizados | |
|--|--|
| Afección a/de descarbonización o neutralidad climática | <ul style="list-style-type: none">• Los picos de demanda pueden obligar a poner en marcha instalaciones más costosas y menos sostenibles o a importar más electricidad del exterior. Una intensificación de los episodios de desequilibrio oferta-demanda podría retrasar la sustitución de los combustibles fósiles (Garrido-Perez, Barriopedro, García-Herrera, & Ordóñez, 2021).• El aumento de la implementación de aire acondicionado, como principal método de adaptación al riesgo, perjudica la mitigación del cambio climático (Ürge-Vorsatz & Tirado Herrero, 2012). Por su parte, la promoción y financiación de inversiones en equipos de alta eficiencia (bombas de calor, aire acondicionado,...) beneficia al proceso de descarbonización, al mismo tiempo que mitiga el riesgo.• El autoconsumo puede contribuir a mitigar el riesgo, favoreciendo al mismo tiempo la mitigación del cambio climático. |
| Déficits de información | <ul style="list-style-type: none">• No se ha identificado información cuantitativa del riesgo bajo escenario actual y de cambio climático.• No se ha identificado información pública sobre la afección actual de este riesgo al sistema.• No se ha identificado información pública sobre estimaciones del impacto económico del riesgo. |
| Recomendaciones de priorización | No requiere acciones adicionales inmediatas, pero debe permanecer bajo observación para valorar su evolución. Requiere un mayor esfuerzo en la recopilación y análisis de datos, así como un seguimiento continuo. Se puede abordar principalmente dentro de un único ámbito de la gestión pública. |



5. Análisis de riesgos complejos

Los riesgos climáticos no operan de forma aislada, sino que están profundamente interconectados. Una aproximación exclusivamente sectorial de los riesgos limita la comprensión de estas interacciones y dificulta la identificación de efectos en cascada que trascienden los límites de cada sector.

Con este objetivo, se ha desarrollado un análisis específico de **riesgos complejos** (véase Capítulo de riesgos complejos), orientado a identificar conexiones críticas entre sectores, dependencias cruzadas y posibles efectos en cascada, contribuyendo así a una planificación de la adaptación más robusta y coherente.

Para abordar esta complejidad se ha desarrollado un modelo basado en teoría de grafos. Esta herramienta matemática permite representar sistemas compuestos por elementos relacionados entre sí.

Cada nodo del grafo representa un riesgo clave identificado, y las conexiones (aristas dirigidas) indican cómo unos riesgos influyen en otros.

Este enfoque permite visualizar la estructura del sistema, identificar nodos (riesgos) principales y calcular métricas que ayudan a entender el papel de cada riesgo. Así, el grado de salida señala los riesgos con mayor capacidad de generar impactos; el grado de entrada identifica aquellos más vulnerables a influencias externas; la denominada “centralidad de cercanía” muestra la rapidez con la que un riesgo puede verse afectado por el resto del sistema; y, finalmente, la “centralidad de intermediación” revela los riesgos que actúan como puentes en la propagación de efectos.

El análisis de riesgos complejos del ámbito sectorial de Energía se basa en los resultados obtenidos en este análisis general de riesgos complejos.

A continuación, se esbozan los grafos de cada riesgo clave (ver de la [Figura 6](#) a la [Figura 8](#)).

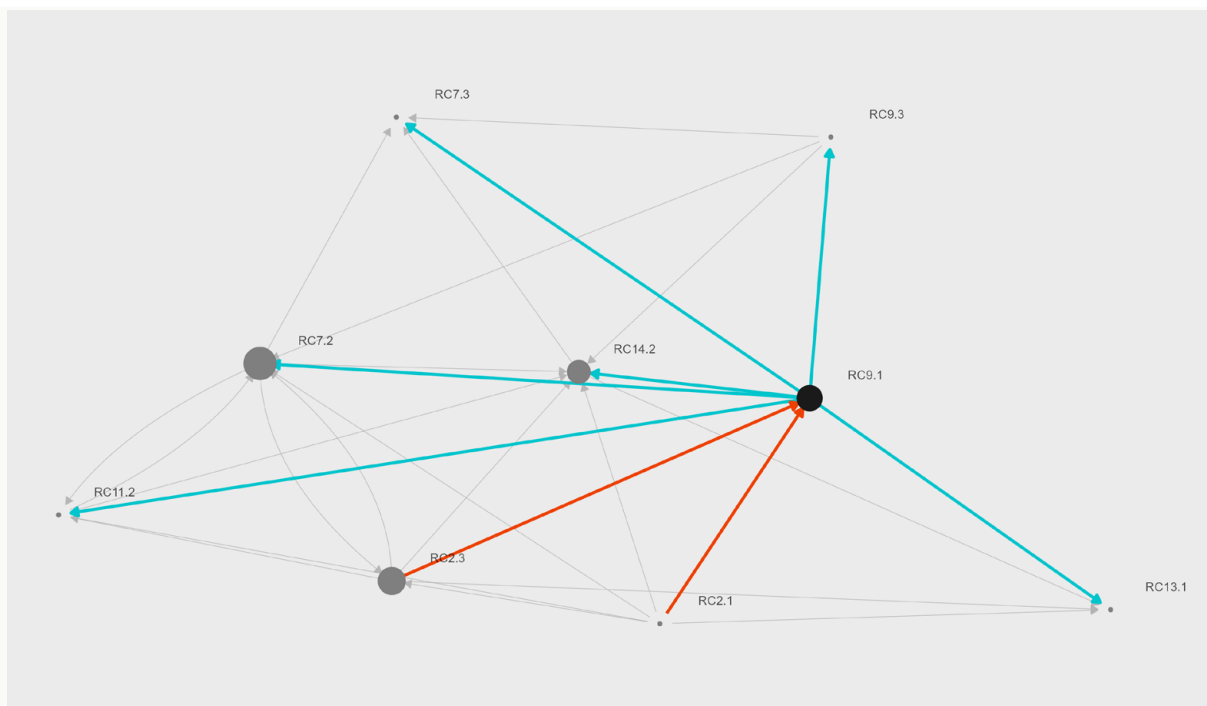


Figura 6. Grafo del Riesgo para la capacidad y flexibilidad operativa del sistema eléctrico debido al descenso de la producción de energía hidroeléctrica por reducción de la disponibilidad de los recursos hídricos. Fuente: capítulo de riesgos complejos.

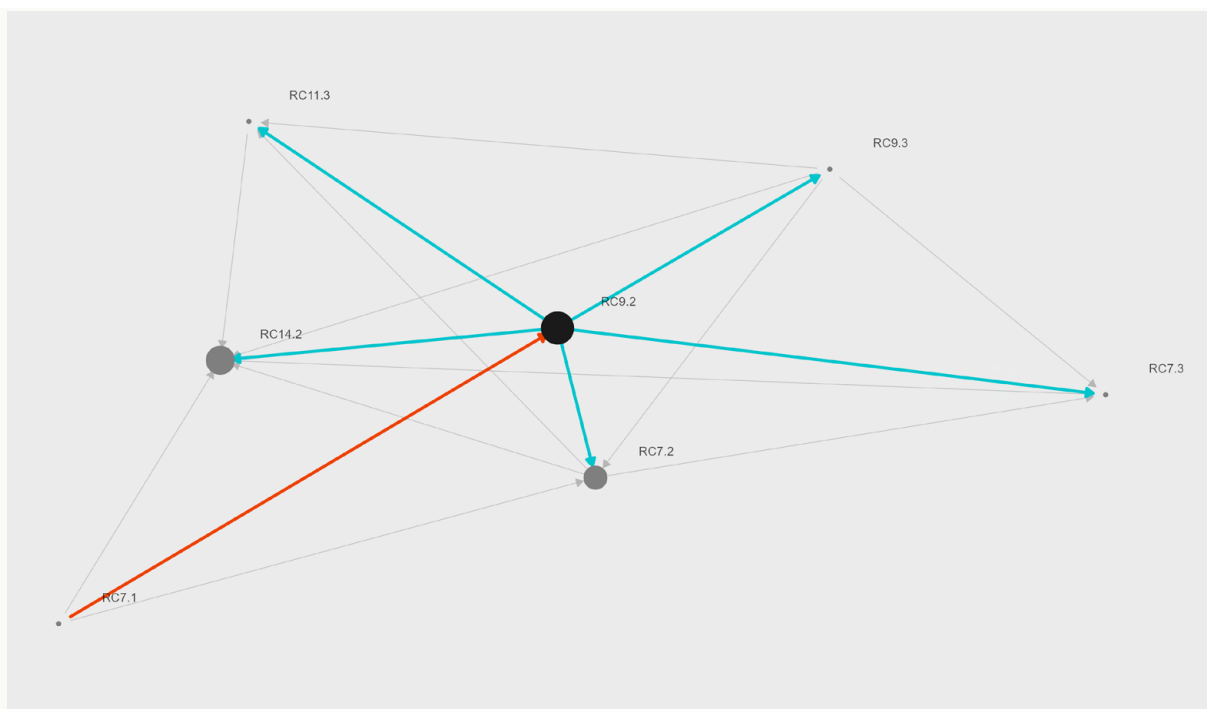


Figura 7. Grafo del Riesgo de reducción de la eficiencia y capacidad de transmisión de las líneas de transporte y distribución eléctrica por aumento de la temperatura atmosférica. Fuente: capítulo de riesgos complejos.

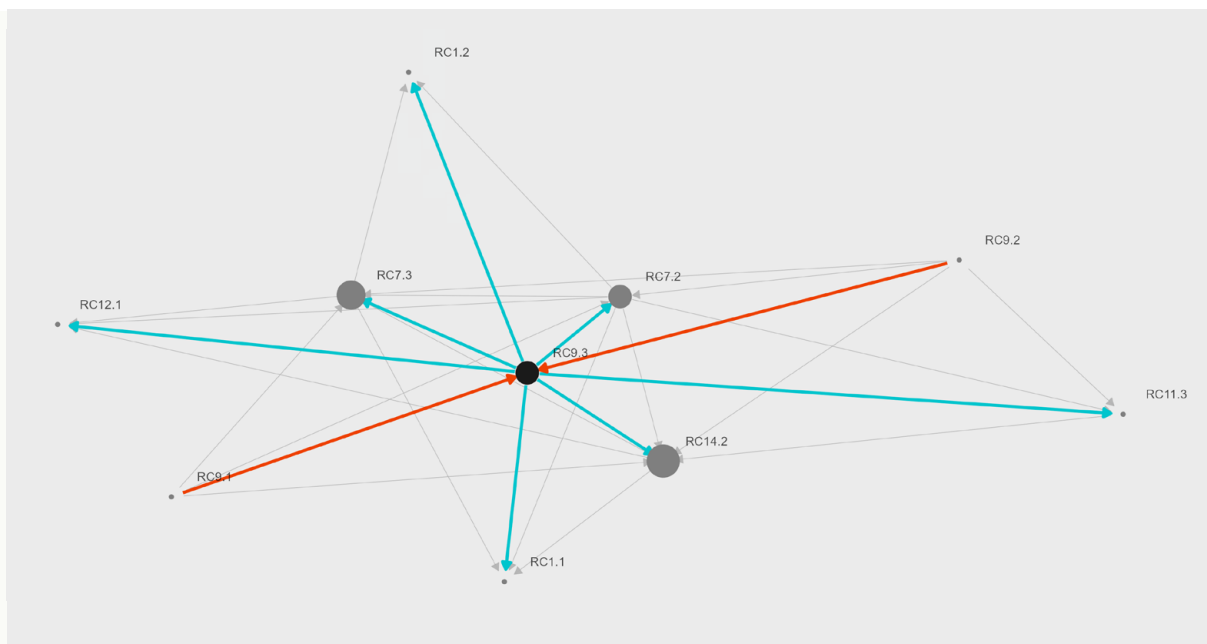


Figura 8. Grafo del Riesgo de reducción de capacidad de suministro debido al aumento del consumo energético y/o picos de demanda como consecuencia de las altas temperaturas. Fuente: capítulo de riesgos complejos.

El Riesgo para la capacidad y flexibilidad operativa del sistema eléctrico debido al descenso de la producción de energía hidroeléctrica por reducción de la disponibilidad de los recursos hídricos (Figura 6) tiene un grado bajo de interconexión con otros riesgos clave:

- ▶ En lo que se refiere a su grado de entrada, este riesgo se ve influido únicamente por riesgos del ámbito sectorial de *Agua y recursos hídricos (RC2)*;
- ▶ En cuanto a su grado de salida, pese a ser bajo también, actúa como nodo de generador de impactos en cascada sobre un mayor número de riesgos correspondientes a sectores como el propio de *Energía (RC9)*, *Industria y servicios (RC11)*, *Sistema financiero y actividad aseguradora (RC13)* o *Paz, seguridad y cohesión social (RC14)*, destacando especialmente los dos riesgos pertenecientes al sector *Ciudad, urbanismo y edificación (RC7)*.

El Riesgo de reducción de la eficiencia y capacidad de transmisión de las líneas de transporte y distribución eléctrica por aumento de la temperatura atmosférica (Figura 7) tiene también un grado bajo de interconexión con otros riesgos clave:

- ▶ Respecto a su grado entrada, este riesgo solo se ve influido por un único riesgo perteneciente al ámbito sectorial de *Ciudad, urbanismo y edificación (RC7)*;



- ▶ Sobre su grado de salida, aunque también bajo, presenta una mayor relevancia en cuanto a la capacidad para generar impactos en cascada en otros sectores, destacando nuevamente *Ciudad, urbanismo y edificación* (RC7) y, en menor medida, *Energía* (RC9), *Industria y servicios* (RC11) y *Paz, seguridad y cohesión social* (RC14).

Finalmente, el *Riesgo de reducción de capacidad de suministro debido al aumento del consumo energético y/o picos de demanda como consecuencia de las altas temperaturas* (Figura 8) presenta también un limitado grado de interconexión con otros riesgos clave:

- ▶ En lo que se refiere a su grado de entrada, este riesgo se ve influido únicamente por dos riesgos, aunque ambos pertenecientes al sector *Ciudad, urbanismo y edificación* (RC7);
- ▶ En cuanto a su grado de salida, este riesgo actúa principalmente como nodo generador de impactos en cascada sobre riesgos pertenecientes a sectores como *Salud humana* (RC1) y *Ciudad, urbanismo y edificación* (RC7), así como de *Industria y servicios* (RC11), *Turismo* (RC12) y *Paz, seguridad y cohesión social* (RC14), aunque de manera menos relevante.

Las métricas asociadas a todos los riesgos clave de este sector se resumen en la tabla siguiente.

Tabla 2. Análisis de riesgos complejos en el ámbito sectorial de Energía.

| Riesgo Clave | Grado de entrada | Grado de salida | Intermediación | Cercanía |
|--|------------------|-----------------|----------------|----------|
| <i>RC9.1 Riesgo para la capacidad y flexibilidad operativa del sistema eléctrico debido al descenso de la producción de energía hidroeléctrica por reducción de la disponibilidad de los recursos hídricos</i> | Bajo ▼ | Bajo ▼ | Bajo ▼ | Media ─ |
| <i>RC9.2 Riesgo de reducción de la eficiencia y capacidad de transmisión de las líneas de transporte y distribución eléctrica por aumento de la temperatura atmosférica</i> | Bajo ▼ | Bajo ▼ | Bajo ▼ | Media ─ |
| <i>RC9.3 Riesgo de reducción de capacidad de suministro debido al aumento del consumo energético y/o picos de demanda como consecuencia de las altas temperaturas</i> | Bajo ▼ | Bajo ▼ | Bajo ▼ | Media ─ |



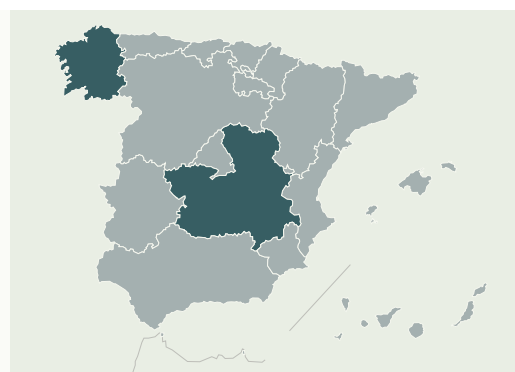
6. Caso de estudio

El caso de estudio **“Evaluación de los efectos de los escenarios hidrológicos proyectados para el siglo XXI sobre la generación hidroeléctrica”** ha sido seleccionado con un propósito ilustrativo, aportando un ejemplo concreto de evaluación de riesgos climáticos dentro del ámbito de Energía. Los casos de estudio sectoriales permiten mostrar enfoques aplicados, avances metodológicos y herramientas de diagnóstico desarrolladas en distintos sectores y contextos locales, y reflejan la diversidad territorial y temática del país. Lejos de constituir una recopilación exhaustiva, su inclusión busca enriquecer el análisis nacional mediante la exposición de buenas prácticas y aprendizajes relevantes, favoreciendo así la transferencia de conocimiento y la identificación de experiencias innovadoras en la gestión y evaluación de riesgos climáticos.

Evaluación de los efectos de los escenarios hidrológicos proyectados para el siglo XXI sobre la generación hidroeléctrica

Objeto

La producción hidroeléctrica, clave para la transición hacia un modelo energético más sostenible, se encuentra vinculada a los recursos hídricos disponibles, siendo por tanto especialmente sensible al cambio climático. Con el objetivo de contribuir a mitigar el riesgo que tiene la producción hidroeléctrica ante el cambio climático, en este proyecto se desarrolló una metodología y una herramienta informática orientada a facilitar a los agentes del sector la realización de análisis y la planificación de sus estrategias de adaptación. Estos desarrollos permiten simplificar la adquisición y procesamiento de la información climática disponible y generar proyecciones de recurso disponible y generación energética a partir de información específica de cada instalación. La metodología y herramienta desarrolladas se aplicaron al análisis de varios casos de estudio proporcionados por Naturgy, que incluyen sistemas hidroeléctricos de muy diferente naturaleza, ubicados en cuencas con climas y proyecciones distintas (Castilla-La Mancha y Galicia).



Ámbito Territorial

- Castilla-La Mancha y Galicia.

Sector(es)/subsector

- Energía.

Entidad(es) del proyecto

- Tecnalia, con la colaboración de Naturgy (proveedor de datos sectoriales) y el apoyo de la Fundación Biodiversidad, del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

Escala

- Cuenca o instalación/infraestructura.

SIGUE EN LA PRÓXIMA PÁGINA >>



<< VIENE DE LA PÁGINA ANTERIOR

Descripción

La metodología desarrollada se basó en guías y estándares de instituciones internacionales tales como el IPCC, la Asociación Internacional de Energía Hidroeléctrica (IHA), la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID) o el Banco Europeo para la Reconstrucción y el Desarrollo (EBRD). El estudio incluyó la definición del alcance geográfico y operacional; la recopilación de información sobre caudales históricos y datos sobre las infraestructuras (mediante fuentes públicas y datos no públicos proporcionados por el operador); la generación del modelo hidroenergético que simula la operación de los sistemas hidroeléctricos y su calibración con datos históricos; la adquisición y análisis de las proyecciones de caudales disponibles y la generación de proyecciones de caudal para escenarios futuros ajustadas a los puntos y escenarios de interés; y la aplicación de los caudales futuros al modelo para la evaluación del cambio en la generación hidroeléctrica y en los caudales máximos y mínimos por comparativa del escenario base con los escenarios de futuro (con cambio climático). Para ello, se manejaron diversas fuentes que proporcionaron la información requerida sobre la infraestructura hidroeléctrica (operador de la infraestructura, confederaciones hidrográficas, geoportales del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico); los caudales históricos (operador de la infraestructura, confederaciones hidrográficas, AEMET, CEDEX) y los caudales proyectados (CEDEX, Servicio de Cambio Climático de Copernicus, WRI-Instituto de Recursos Mundiales). El modelo hidroenergético, por su parte, se creó como unión de elementos simples -regidos por ecuaciones habituales en mecánica de fluidos- que, al integrarse y combinarse entre sí, permiten simular cualquier conjunto de centrales o sistema hidroeléctrico complejo.

Aspectos destacables

Ante la complejidad que entrañan este tipo de análisis en términos de recursos, capacidades y conocimientos específicos (hidrológicos y sectoriales), el proyecto permitió, no solo desarrollar herramientas útiles para el sector, sino también aplicarlas a la evaluación de la vulnerabilidad al cambio climático de varios sistemas hidroeléctricos. Entre otras cuestiones, se analizó el papel que la infraestructura hidroeléctrica juega en la actualidad y jugará en el futuro en el control de avenidas y el mantenimiento de caudales ecológicos. En el estudio de los casos piloto, se pudo observar que:

- Existe una amplia incertidumbre en los caudales futuros proyectados por los modelos hidrológicos. Los modelos

Riesgo(s)

- Riesgo para la producción hidroeléctrica ante el cambio climático.
- Efecto del cambio climático sobre el papel que tiene la infraestructura hidroeléctrica en el control de avenidas y la mitigación de los efectos de las sequías en los caudales (prevención de caudales muy bajos y mantenimiento del caudal ecológico).

Enlaces

- <https://adaptecca.es/recursos/buscador/evaluacion-de-los-efectos-de-los-escenarios-hidrologicos-proyectados-para-el>
- https://fundacion-biodiversidad.es/proyectos_ficha/evaluacion-de-los-efectos-de-los-escenarios-hidrologicos-proyectados-para-el-siglo-xxi-sobre-la-generacion-hidroelectrica/

disponibles ofrecen tendencias muy dispares (en algunos casos, opuestas). En términos generales, la tendencia mayoritaria es de reducción de la disponibilidad de agua en los cauces analizados.

- La gestión realizada en los diferentes embalses considerados suaviza el efecto de los cambios que se dan en los caudales, lo que permite optimizar su aprovechamiento.
- Se trata de infraestructuras clave para el mantenimiento de los caudales ecológicos, con una contribución aún más importante en escenarios de cambio climático.

Estos estudios permiten alimentar la planificación de estrategias de adaptación y la evaluación coste-beneficio que facilite la toma de decisiones estratégicas frente al cambio climático.



7. Limitaciones y particularidades metodológicas del sector

En el presente capítulo se exponen los principales riesgos climáticos del sector de Energía de España y su interrelación con riesgos de otros sectores con el fin de poder orientar la adaptación en su planificación y gestión. Asimismo, se priorizan una serie de riesgos clave con base en la información existente y se realiza una valoración de urgencia que permite identificar aquellos riesgos que requieren de una atención más inmediata en el siguiente ciclo de planificación.

Para conocer la limitación de los resultados de este capítulo es conveniente indicar ciertos condicionantes encontrados a lo largo del proceso, que están principalmente vinculados con la información disponible. A continuación, se describen de forma genérica las fuentes empleadas y se visibilizan los condicionantes encontrados con base en dichas fuentes.

► Fuentes empleadas

El diagnóstico de impactos y riesgos derivados del cambio climático en España, elaborado en el año 2021, es el punto de partida del presente capítulo, el cual analiza y sintetiza los principales impactos del cambio climático para los sectores considerados como prioritarios, tanto en el PNACC-1 como en el PNACC-2 (recursos hídricos, ecosistemas terrestres, agricultura y ganadería, medio marino, costas, áreas urbanas, salud, energía, transporte y turismo) (Sanz & Galán, 2021). Para el sector de la energía, el informe proporciona un listado preliminar de cinco riesgos.

Esta información se ha ampliado y complementado con la revisión de la plataforma AdapteCCa y del PNIEC 2021-2030 (MITECO, 2020a), así como con artículos científicos y otros informes, en su gran mayoría, del ámbito internacional, firmados por instituciones de diversa índole (IDAE, IHOBE¹³, Universidad de Comillas, JRC, World Bank, AIE, etc.).

Por otro lado, de cara a abordar el marco metodológico, otra fuente clave para establecer el marco metodológico del trabajo ha sido el Sexto Informe de Evaluación del IPCC (IPCC, 2022a), cuyo enfoque es el pilar central que guía la evaluación de riesgos realizada. Asimismo, para el diseño del marco de evaluación se han empleado otras fuentes relevantes, como la *Guía Técnica para*

¹³ Sociedad Pública de Gestión Ambiental del Gobierno Vasco



una evaluación integral de riesgos y planificación en el contexto de cambio climático, desarrollada por la UNDRR (UNDRR, 2022), el diagnóstico de riesgos climáticos elaborado para Europa de la EEA (EEA, 2024b) y el enfoque empleado en la evaluación nacional de riesgos de Reino Unido.

► Limitaciones relativas a la identificación de los riesgos relevantes del sector

De cara a la identificación de los riesgos relevantes, se ha trabajado con una extensa literatura que aborda la vulnerabilidad del sector energético al cambio climático, aunque aún existen muchas brechas en ciertas regiones geográficas y tecnologías. Gran parte de estos estudios realizan una identificación y valoración cualitativa de los impactos climáticos del sector a partir de los impactos pasados y las vulnerabilidades que este muestra (entre otros, EPRI, 2023; Sanz & Galán, 2021; MITECO, 2020a; IHOBE, 2020; IAEA, 2019; World Bank, 2019; Smith, 2013).

En lo que respecta a la cuantificación de los impactos y riesgos, la información está más extendida para determinados peligros (como sequía y altas temperaturas) y actividades (en particular, consumo/demanda de energía y energías renovables tales como la hidroeléctrica y la eólica) y, generalmente, no tiene en cuenta la evolución futura del sector (instalaciones nuevas y/o cambios de ubicación, evolución de las tecnologías, evolución del mercado, etc.). Desde el punto de vista geográfico, la mayor parte de los estudios se centran en el ámbito europeo (tales como (JRC, 2020); (Kan, Reichenberg, & Hedenus, 2021); (JRC, 2018); (Tobin, y otros, 2018), siendo aún limitada la información cuantitativa disponible para el territorio. En este sentido, se ha trabajado con algunos estudios de ámbito regional, local o de instalaciones concretas (tales como (LIFE IP Urban Klima 2050, 2023); (Tecnalia, 2021); (Naturklima, 2021); (IHOBE, 2020), que ofrecen información difícilmente extrapolable, y con otros de alcance nacional (como (Garrido-Perez J., Barriopedro, García-Herrera, & Ordóñez, 2021); (Añel, Fernández-González, Labandeira, López-Otero, & De la Torre, 2017); (ITT Comillas, 2015), aunque aún resultan muy escasos de cara a obtener una caracterización completa del sector en España.

Por otro lado, cabe resaltar la dificultad de comparar e integrar resultados de todas estas fuentes, ya que estos estudios se han elaborado empleando diferentes modelos, escenarios, métodos de proyección, marcos temporales e hipótesis. En lo que se refiere a los escenarios, se han encontrado fundamentalmente dos tipos de escenarios, los del SRES¹⁴ (IPCC, 2018) (sobre todo en estudios anteriores a 2014) y los basados en Trayectorias de Concentración Representativas o RCP¹⁵ (IPCC, 2014) (en estudios posteriores). Aunque aún son minoritarios, en algún caso también

¹⁴ Special Report on Emissions Scenarios (IPCC AR3 y AR4): A1, A2, B1 y B2.

¹⁵ Representative Concentration Pathways (IPCC AR5): RCP 2.6, RCP 4.5, RCP 6.0 y RCP 8.5.



se ha observado el uso de escenarios basados en niveles de calentamiento (por ejemplo, (Tobin, y otros, 2018)) y de los últimos escenarios planteados por el IPCC, que combinan las denominadas Trayectorias Socioeconómicas Compartidas o SSP¹⁶ (IPCC, 2022) con los RCP.

Por ello, se requiere seguir trabajando en torno al estudio de los impactos y riesgos del cambio climático en el sector para representar adecuadamente toda la cadena de valor, tanto en lo relativo a la actualización la identificación de riesgos, para incorporar nuevos peligros y tecnologías energéticas, como en la mejora de las evaluaciones existentes, tratando de profundizar en la cuantificación de los riesgos en el territorio.

► Limitaciones relativas a la priorización de los riesgos

Para la priorización de los riesgos relevantes, el AMC elaborado considera los criterios empleados por el (IPCC, 2022a), que hacen referencia al alcance y probabilidad de que se produzcan consecuencias adversas, las características temporales del riesgo, los efectos distributivos negativos graves, así como a la capacidad para adaptarse o responder al riesgo. Tal y como se refleja previamente, a pesar de que se dispone de una extensa literatura que analiza la vulnerabilidad del sector, existe mucha diversidad metodológica e importantes brechas de información en ciertas regiones geográficas y tecnologías. Asimismo, es muy escasa la información sobre umbrales estandarizados que caractericen el nivel de riesgo y sobre el impacto económico asociado.

Estas restricciones en la disponibilidad de información complican la evaluación objetiva de los criterios, haciendo necesario recurrir en ocasiones al juicio de expertos. Dado que este puede estar sujeto a sesgos personales y limitaciones subjetivas, se ha seguido un riguroso proceso de validación interna, sometiendo las evaluaciones a revisiones por múltiples expertos y reforzando así la fiabilidad y la objetividad de los resultados obtenidos.

► Limitaciones relativas a la caracterización de los riesgos clave

Las limitaciones previamente descritas dificultan asimismo la caracterización de riesgos clave. Los vacíos de información existentes complican la descripción o caracterización de los riesgos clave, particularmente a la hora de valorar su impacto económico y de describir aspectos como la severidad del impacto para diferentes niveles de calentamiento, los umbrales críticos del riesgo y cuestiones transversales, tales como los efectos transfronterizos y la perspectiva de género. Es por ello que las fichas recopilan la mejor información disponible hasta la fecha, información que

¹⁶ Shared Socio-economic Pathways (IPCC AR6): SSP1, SSP2, SSP3, SSP4 y SSP5.



evolucionará según se vaya generando nuevo conocimiento, permitiendo mejorar la comprensión de estas cuestiones.

A pesar de todo ello, ha sido posible recopilar información útil, no solo para los investigadores y el sector público, sino también para los expertos sectoriales que trabajan para incorporar los impactos climáticos en los procesos de toma de decisión del sector energético.

► Limitaciones relativas al análisis de los riesgos complejos

Los estudios analizados evalúan, de manera independiente, el impacto de uno o varios peligros climáticos sobre determinadas infraestructuras o actividades del sector. No se han encontrado estudios que tengan en cuenta riesgos compuestos y ofrezcan una visión de conjunto de los riesgos e impactos del sector desde una perspectiva de cadena de valor, dificultando reflejar la realidad del sector. Asimismo, se observa la necesidad de seguir profundizando en la relación entre distintos sectores que permita extraer conclusiones útiles para el desarrollo de políticas públicas y estrategias de inversión privada, redundando todo ello en la implementación de estrategias de adaptación más integradas y efectivas.

► Otras limitaciones

Finalmente, se considera importante resaltar que parte de la información requerida para este análisis está restringida, ya que se encuentra en manos privadas o disponible solo a través de canales sin acceso abierto. Con el objetivo de basar este estudio en información que sea accesible, trazable y transparente, algunos de estos estudios no se han incluido y/o referenciado. Aunque esta decisión podría alterar el nivel de calidad de los datos y de consenso científico, no se considera que los resultados se vayan a ver alterados de manera significativa.



8. Referencias

- ADB. (2012). *Climate Risk and Adaptation in the Electric Power Sector*. Obtenido de <https://www.adb.org/publications/climate-risk-and-adaptation-electric-power-sector>
- ADB. (2013). *Guidelines for Climate Proofing Investment in the Energy Sector*. Philippines: Asian Development Bank.
- Adil, L., Eckstein, D., Künzel, V., & Schäfer, L. (2025). *Climate Risk Index 2025*. Germanwatch. Obtenido de <https://www.germanwatch.org/sites/default/files/2025-02/Climate%20Risk%20Index%202025.pdf>
- AEMET. (2017). *Guía de escenarios regionalizados de cambio climático sobre España a partir de los resultados del IPCC-AR5*.
- AICE-Asociación de la Industria del Combustible de España. (2025). Obtenido de <https://www.aiceasociacion.es/>
- Altekio. (2024). *Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático (2021-2030). Seminario de Grupos en situación de vulnerabilidad social. Informe de síntesis*. MITECO.
- Ambientum. (2024). *Energías renovables en España: Evolución, hitos y perspectivas*. Obtenido de <https://www.ambientum.com/ambientum/energias-renovables-en-espana-evolucion-hitos-y-perspectivas.asp>
- Angeon, V. B. (2015). Reviewing Composite Vulnerability and Resilience Indexes: A Sustainable Approach and Application. *World Development* 72, 140–162. doi:<https://doi.org/10.1016/j.worlddev.2015.02.011>
- Añel, J., Fernández-González, M., Labandeira, X., López-Otero, X., & De la Torre, L. (2017). Impact of Cold Waves and Heat Waves on the Energy Production Sector. *Atmosphere*. Obtenido de <https://doi.org/10.3390/atmos8110209>
- Awaworyi Churchill, S., Smyth, R., & Trinh, T.-A. (2022). Energy poverty, temperature and climate change. *Energy Economics*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.eneco.2022.106306>
- Betts, R. B. (2021). *The Third UK ClimateChange Risk Assessment Technical Report*.
- Carvalho, D., Pereira, S., & Rocha, A. (2021). Future surface temperature changes for the Iberian Peninsula according to EURO-CORDEX climate projections. *Climate Dynamics*. doi:10.1007/s00382-020-05472-3
- CEDEX. (2017). *Evaluación del impacto del cambio climático en los recursos hídricos y sequías en España*. Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente, Madrid. Obtenido de https://ceh.cedex.es/web/documentos/CAMREC/2017_07_424150001_Evaluaci%C3%B3n_cambio_clim%C3%A1tico_recu.pdf
- CIGRE. (2014). *Guide for thermal rating calculations of overhead lines*. Obtenido de <https://www.e-cigre.org/publications/detail/601-guide-for-thermal-rating-calculations-of-overhead-lines.html>
- CMCC. (2021). *G20 CLIMATE RISK ATLAS - Impacts, policy, economics - European Union*. Obtenido de <https://files.cmcc.it/g20climaterisks/Eu27.pdf>



- CNMC. (2024). *Consulta pública específica para la revisión de la Metodología de cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica para el periodo regulatorio 2026-2031*. Norma. Obtenido de https://www.cnmc.es/sites/default/files/editor_contenidos/Energia/Consulta%20Publica/1_CIR_DE_006_24_Consulta%20p%C3%BAblica%20espec%C3%ADfica%20METODOLOG%C3%8DA%20DISTRIBUCI%C3%93N.pdf
- de Aragón, E. (2023). *Informe de la AIE sobre redes eléctricas: se necesita modernizar y ampliar 80 millones de km de redes*. Obtenido de Energy News: <https://www.energynews.es/informe-aie-redes-electricas/>
- Deloitte. (2022). *La contribución del sector energético español a los nuevos objetivos europeos*. Obtenido de <https://www2.deloitte.com/es/es/blog/sostenibilidad-deloitte/2021/la-contribucion-del-sector-energetico-espanol-a-los-nuevos-objetivos-europeos.html>
- Diario mx. (30 de julio de 2024). *Buscan blindar red eléctrica contra tormentas y el calor*. *El Diario mx*. Obtenido de <https://diario.mx/economia/2024/jul/30/buscan-blindar-red-electrica-contr-tormentas-y-el-calor-1024015.html>
- Dobetter. (mayo de 2025). *¿Estamos preparados para el próximo apagón en España?* Obtenido de <https://dobetter.esade.edu/es/proximo-apagon-espana>
- Dumas, M., Kc, B., & Cunliff, C. (2019). *Extreme Weather and Climate Vulnerabilities of the Electric Grid: A Summary of Environmental Sensitivity Quantification Methods*. Tennessee: Oak Ridge National Laboratory.
- EA Technology. (2018). *Improved Statistical Ratings For Distribution Overhead Lines (Phase 2) Final Report*. Obtenido de <https://www.nationalgrid.co.uk/downloads-view-reciteme/29896>
- Economics for Energy. (2017). *Escenarios para el sector energético en España 2030 - 2050*. Vigo: Economics for Energy. Obtenido de https://eforenergy.org/docpublicaciones/informes/informe_2017.pdf
- EEA. (2019). *Adaptation challenges and opportunities for the European energy system: building a climate resilient low carbon energy system*. Luxembourg: Publications Office. Obtenido de <https://www.eea.europa.eu/publications/adaptation-in-energy-system>
- EEA. (2024). *Cooling Degree Days*. European Environment Agency.
- EEA. (2024a). *European Climate Risk Assessment*. Denmark: European Environment Agency. Obtenido de <https://www.eea.europa.eu/publications/european-climate-risk-assessment>
- Eklund, G. S. (2023). *Towards a European wide vulnerability framework: a flexible approach for vulnerability assessment using composite indicators*. (L. Publications Office, Ed.).
- El periódico de la energía. (2024). *Enagás confirma que el suministro en zonas golpeadas por la DANA no está afectado*. Obtenido de El periódico de la energía: <https://elperiodicodelaenergia.com/enagas-confirma-que-el-suministro-en-zonas-golpeadas-por-la-dana-no-esta-afectado/>
- El periódico de la energía. (2024a). *La DANA provoca pequeñas afectaciones en el suministro de gas en la Comunidad Valenciana*. Obtenido de El periódico de la energía: <https://elperiodicodelaenergia.com/la-dana-provoca-pequenas-afectaciones-en-el-suministro-de-gas-en-la-comunidad-valenciana>
- Energía y sociedad. (31 de mayo de 2023). *Las redes eléctricas y su efecto vertebrador en la transición energética*. Obtenido de Energía y sociedad: <https://www.energiaysociedad.es/wp-content/uploads/2023/05/217-Redes-electricas-1.pdf>



- Energía y sociedad. (2024). *Papel de las redes eléctricas en la transición energética, industrial y digital*. Obtenido de Energía y Sociedad: <https://www.energiaysociedad.es/papel-de-las-redes-electricas-en-la-transicion-energetica-industrial-y-digital/>
- EPRI. (2023). *Climate Vulnerability Considerations for the Power Sector: Non-Nuclear Generation Assets*. Obtenido de <https://www.epri.com/research/sectors/readi/research-results/3002026314>
- EPRI. (2023a). *Climate vulnerability considerations for the power sector: nuclear generation assets*. Obtenido de <https://www.epri.com/research/sectors/readi/research-results/3002026313>
- Escribano, G., Fontoura Gouveia, A., Fachada, J., & Urbasos Arbeloa, I. (Julio de 2025). After the energy crisis: Policy responses in the Iberian Peninsula.
- Esteller, R. (2024). *Así se recuperó el suministro eléctrico en la peor DANA del siglo en 72 horas*. Obtenido de El Economista: <https://www.eleconomista.es/energia/noticias/13091440/11/24/asi-se-recupero-el-suministro-electrico-en-la-peor-dana-del-siglo-en-72-horas.html>
- Eurelectric. (2024). *EU Electrification rates are not on track for 2050: time for an Electrification Action plan*. Obtenido de <https://www.eurelectric.org/in-detail/electrificationactionplan/>
- Eurelectric. (2025). *Strengthening climate resilience - Strategies for enhancing DSO resilience against climate change*. Obtenido de <https://www.eurelectric.org/wp-content/uploads/2025/07/Strengthening-climate-resilience-Strategies-for-enhancing-DSO-resilience-against-climate-change.pdf>
- EY. (2024). *Grids for Speed*. Obtenido de EY Building a Better Working World: https://powersummit2024.eurelectric.org/wp-content/uploads/2024/07/Grids-for-Speed_Report_FINAL_Clean.pdf
- Fant, C., Boehlert, B., Strzepek, K., Larsen, P., White, A., Gulati, S., . . . Martinich, J. (2020). Climate change impacts and costs to U.S. electricity transmission and distribution infrastructure. *Energy*. Obtenido de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544220300062?viewFullText=true>
- Figueira, A. (2022). *Vulnerabilidad de la red eléctrica ante el cambio climático*. Madrid. Obtenido de <https://repositorio.comillas.edu/jspui/bitstream/11531/61761/1/TFM%20-%20Acea%20Figueira%2C%20Alejandra.pdf>
- Folch, R., Palau Garrabou, J. M., & Moreso Ventura, A. (2012). *El transporte eléctrico y su impacto ambiental. Reflexiones y propuestas para la mejora de la evaluación ambiental*. Asociación Española de Evaluación de Impacto Ambiental. Madrid: Asociación Española de Evaluación de Impacto Ambiental, ERF - Estudi Ramon Folch i Associats S.L. Obtenido de https://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/el_transporte_electrico_y_su_impacto_ambiental.pdf
- Funcas. (2022). *La nueva geopolítica de la energía*. Funcas. Obtenido de <https://www.funcas.es/articulos/la-nueva-geopolitica-de-la-energia/>
- Garrido-Perez, J. M., Barriopedro, D., García-Herrera, R., & Ordóñez, C. (2021). Impact of climate change on Spanish electricity demand. Obtenido de <https://digital.csic.es/bitstream/10261/342336/1/841045.pdf>
- Garrido-Perez, J., Barriopedro, D., García-Herrera, R., & Ordóñez, C. (2021). Impact of climate change on Spanish electricity demand. *Climatic Change*. doi:<https://doi.org/10.1007/s10584-021-03086-0>
- Gerlak, A. K., Weston, J., McMahan, B., Murray, R. L., & Mills-Novoa, M. (2018). Climate risk management and the electricity sector. *Climate Risk Management*. Obtenido de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2212096317301572>



- Gomila, D., Carreras, B., & Colet, P. (2022). ¿Aumentan las renovables el riesgo de apagones en la red eléctrica? *The Conversation*. Obtenido de <https://theconversation.com/aumentan-las-renovables-el-riesgo-de-apagones-en-la-red-electrica-179729>
- IAEA. (2019). *Adapting the Energy Sector to Climate Change*. Vienna: International Atomic Energy Agency. Obtenido de <https://www.iaea.org/publications/12338/adapting-the-energy-sector-to-climate-change>
- Iberdrola. (2025). *Iberdrola España invierte 100 millones de euros en el rediseño de su red eléctrica afectada en Valencia*. Obtenido de Iberdrola: <https://www.iberdrola.com/sala-comunicacion/noticias/detalle/iberdrola-invierte-100-millones-de-euros-en-el-rediseño-de-la-red-electrica-afectada-por-la-dana>
- IDAE. (2011). *Análisis del consumo energético del sector residencial en España*. PROYECTO SECH-SPAHOUSEC, Secretaría General. Departamento de Planificación y Estudios. Obtenido de https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_Informe_SPAHOUSEC_ACC_f68291a3.pdf
- IDAE. (2019). *SPAHOUSEC II: Análisis estadístico del consumo de gas natural en las viviendas principales con calefacción individual*. Departamento de Planificación y Estudios. Madrid: IDAE. Obtenido de https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones_idae/estudio_spahousec-ii_270619.pdf
- IDAE. (2022). *Guía práctica para la gestión de ayudas a la rehabilitación energética de edificios*. Consejo Superior de los Colegios de Arquitectos de España. Obtenido de https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/ayudas_y_financiacion/guia-practica-para-la-gestion-de-ayudas-a-la-rehabilitacion-energetica-de-edificios-edicion-revisada-y-actualizada-a-pree5000.pdf
- Idealista. (4 de julio de 2024). *El 41 % del parque de viviendas en España tiene aire acondicionado*. Obtenido de Idealista: <https://www.idealista.com/news/inmobiliario/vivienda/2024/07/04/818081-el-41-del-parque-de-viviendas-en-espana-tiene-aire-acondicionado>
- IEA. (2023). *Keeping cool in a hotter world is using more energy, making efficiency more important than ever*. Obtenido de IEA: <https://www.iea.org/commentaries/keeping-cool-in-a-hotter-world-is-using-more-energy-making-efficiency-more-important-than-ever>
- IEA. (2023a). *Electricity Grids and Secure Energy Transitions*. Obtenido de <https://www.iea.org/reports/electricity-grids-and-secure-energy-transitions>
- IEA. (2024). *Global electricity demand set to rise strongly this year and next, reflecting its expanding role in energy systems around the world*. Obtenido de IEA: <https://www.iea.org/news/global-electricity-demand-set-to-rise-strongly-this-year-and-next-reflecting-its-expanding-role-in-energy-systems-around-the-world>
- IEA. (2024a). *Greenhouse Gas Emissions from Energy Data Explorer*. Obtenido de <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/greenhouse-gas-emissions-from-energy-data-explorer>
- IEA. (2024b). *COP28 Tripling Renewable Capacity Pledge*. Obtenido de <https://www.iea.org/reports/cop28-tripling-renewable-capacity-pledge>
- IHOB. (2020). *Resiliencia climática del sector de la energía en el País Vasco*. Bilbao: Iho. Obtenido de <https://www.ihobe.eus/publicaciones/coleccion-klimatek-resiliencia-climatica-sector-energia-en-pais-vasco-2>



- INE. (2023). *Encuesta de Condiciones de Vida (ECV) - Módulo sobre condiciones de la vivienda y eficiencia energética*. Obtenido de <https://www.ine.es/dyngs/Prensa/m1ECV2023.htm>
- Institute and Faculty of Actuaries. (2025). *Planetary Solvency—finding our balance with nature. Global risk management for human prosperity*. Obtenido de <https://actuaries.org.uk/document-library/thought-leadership/thought-leadership-campaigns/climate-papers/planetary-solvency-finding-our-balance-with-nature/>
- IPCC. (2011). *Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. Cambridge University Press. Obtenido de www.ipcc.ch/report/renewable-energy-sources-and-climate-change-mitigation
- IPCC. (2014). *AR5 Synthesis Report: Climate Change 2014*. IPCC. Obtenido de <https://www.ipcc.ch/assessment-report/ar5/>
- IPCC. (2018). *Special Report on Emissions Scenarios*. IPCC. Obtenido de <https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/sres-en.pdf>
- IPCC. (2022). *AR6: Climate Change 2022*. Obtenido de <https://www.ipcc.ch/assessment-report/ar6/>
- IPCC. (2022a). *Climate Change 2022: Impacts, Adaptation and Vulnerability*. IPCC Sixth Assessment Report, IPCC. Obtenido de <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg2/chapter/chapter-6/>
- IPCC. (2022b). *Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change*. Working Group III contribution to the Sixth Assessment Report of the IPCC. Obtenido de <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/>
- IRENA. (2021). *Bracing for Climate Impact: Renewables as Climate Change Adaptation Strategy*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency. Obtenido de https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Aug/IRENA_Bracing_for_climate_impact_2021.pdf
- IRENA. (2023). *Water for hydrogen production*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency. Obtenido de <https://www.irena.org/Publications/2023/Dec/Water-for-hydrogen-production>
- IRENA. (2023a). *The changing role of hydropower: Challenges and opportunities*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency. Obtenido de <https://www.irena.org/Publications/2023/Feb/The-changing-role-of-hydropower-Challenges-and-opportunities>
- ITT Comillas. (2015). *Informe de Adaptación al Cambio Climático del Sector Energético Español. Análisis de la influencia del cambio climático en la oferta y la demanda de energía*. Madrid: Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente. Obtenido de https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/cambio-climatico/temas/impactos-vulnerabilidad-y-adaptacion/informeadaptacionalccdelsectorenergeticoespanol-2015_tcm30-485922.pdf
- JRC. (2018). *PESETA III*. Obtenido de https://joint-research-centre.ec.europa.eu/peseta-projects/peseta-iii_en
- JRC. (2020). *PESETA IV*. Obtenido de https://joint-research-centre.ec.europa.eu/scientific-activities-z/peseta-climate-change-projects/jrc-peseta-iv_en
- JRC. (2023). *European Drought Risk Atlas*. Luxembourg: Publications Office of the European Union. Obtenido de <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC135215>
- Kan, X., Reichenberg, L., & Hedenus, F. (2021). The impacts of the electricity demand pattern on electricity system cost and the electricity supply mix: A comprehensive modeling analysis for Europe. *Energy*. Obtenido de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544221015772>



- LBNL. (2011). *Estimating risk to California energy infrastructure from projected climate change*. Lawrence Berkeley National Lab. (LBNL). Obtenido de <https://www.osti.gov/servlets/purl/1026811>
- (2023). *LIFE IP Urban Klima 2050*. Obtenido de <https://www.urbanklima2050.eu/es/>
- Linares, P., & Rey, L. (2013). The costs of electricity interruptions in Spain. Are we sending the right signals? *Energy Policy*, 751-760. Obtenido de <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421513004382>
- MAPA. (2021). *Superficie de regadío en España 2020*. Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación. Madrid: Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación. Obtenido de <https://www.mapa.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/la-superficie-de-riego-eficiente-en-espa%C3%B1a-se-sit%C3%BAa-en-2.943.088-hect%C3%A1reas-un-77--de-la-superficie-total-de-riego-/tcm:30-562658>
- Martikainen, A., Pykälä, M., & J., F. (2007). *Recognizing climate change in electricity network design and construction*. VTT Research. Obtenido de <http://www.vtt.fi/inf/pdf/tiedotteet/2007/T2419.pdf>
- Micheli, L., Almonacid, F., Bessa, J., Fernández-Solas, A., & Fernández, E. (2024). The impact of extreme dust storms on the national photovoltaic energy supply. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.seta.2024.103607>
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2022). *Estadística anual de consumo energético residencial 2022*. Obtenido de <https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/balances/Estadisticas/residencial/Estad%C3%ADstica%20Anual%20Consumo%20Energ%C3%A9tico%20Residencial%202022.pdf>
- MITECO. (2005). *Evaluación Preliminar de los Impactos en España por Efecto del Cambio Climático*. Ministerio de Medio Ambiente. Ministerio de Medio Ambiente. Obtenido de https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/cambio-climatico/temas/impactos-vulnerabilidad-y-adaptacion/evaluacion_preliminar_impactos_2005_tcm30-178491.pdf
- MITECO. (2020). *Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático (PNACC) 2021-2030*. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Obtenido de <https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/plan-adaptacion-cambio-climatico-2021-2030.html>
- MITECO. (2020a). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima*. Obtenido de https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/images/es/pnieccompleto_tcm30-508410.pdf
- MITECO. (2020b). *Estrategia nacional contra la pobreza energética 2019-2024*. Ministerio para la Transición Ecológica. Obtenido de https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/prensa/estrategianacionalcontralapobrezaenergetica2019-2024_tcm30-496282.pdf
- MITECO. (2022). *La energía en España 2020*. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Madrid: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Obtenido de https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/balances/Balances/LibrosEnergia/Libro_Energia_Espana_2020.pdf
- MITECO. (2022a). *Actualización de indicadores de la estrategia nacional contra la pobreza energética*. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Madrid: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Obtenido de https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/ministerio/planes-estrategias/estrategia-pobreza-energetica/actualizaciondelosindicadoresde la estrategia nacional contralapobrezaenergetica-2022_tcm30-549718.pdf



- MITECO. (2023). *Balances energéticos*. Obtenido de <https://www.miteco.gob.es/es/energia/estrategia-normativa/balances/balances.html>
- MITECO. (2024). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima. Actualización 2023-2030*. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Obtenido de https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/pniec-2023-2030/PNIEC_2024_240924.pdf
- MITECO. (2024a). *Informe CLIVAR-SPAIN sobre el clima en España*. Obtenido de https://adaptecca.es/sites/default/files/2025-03/INFORME%20CLIVAR_clima%20en%20Espana_1.pdf
- MITECO. (2025). El MITECO inicia la tramitación del Plan Social para el Clima. Obtenido de <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/2025/febrero/el-miteco-inicia-la-tramitacion-del-plan-social-para-el-clima.html>
- MITECO. (2025a). *Sara Aagesen anuncia las líneas generales de la Propuesta de planificación eléctrica a 2030*.
- MITECO. (s.f.). *AdapteCCA - Energía*. Obtenido de <https://adaptecca.es/sectores-y-areas/Energia>
- Mosquera, P. (25 de febrero de 2024). Hidroeléctrica, una tecnología esencial para la transición energética. *Energías renovables*. Obtenido de <https://www.energias-renovables.com/hidraulica/hidroelectrica-una-tecnologia-esencial-para-la-20240214>
- Naturklima. (2021). *Informe de Impacto y Vulnerabilidad al Cambio Climático en Gipuzkoa*.
- Novo, C. (2023). Sequía en España: un desafío para la sostenibilidad hídrica. *IAGUA*. Obtenido de IAGUA: <https://www.iagua.es/noticias/redaccion-iagua/sequia-espana-desafio-sostenibilidad-hidrica>
- Orkestra. (2023). *Pobreza energética en mujeres: factores de vulnerabilidad, pandemia y crisis energética*. (Orkestra, Editor) Obtenido de Orkestra: <https://www.orkestra.deusto.es/es/actualidad/noticias-eventos/beyondcompetitiveness/2534-pobreza-energetica-mujeres-factores-vulnerabilidad>
- ORM. (5 de abril de 2019). El Gobierno prohíbe los cortes de suministro eléctrico en olas de frío o de calor. *Onda Regional de Murcia*. Obtenido de <https://www.orm.es/informativos/noticias-2019/el-gobierno-prohibe-el-corte-del-suministro-electrico-en-olas-de-frio-o-de-calor/>
- Parlamento Europeo. (2023). *Día Internacional de la Mujer - Perspectiva de género en la pobreza energética*. Obtenido de Parlamento Europeo: <https://www.europarl.europa.eu/topics/es/article/20230224STO76403/dia-internacional-de-la-mujer-perspectiva-de-genero-en-la-pobreza-energetica>
- Pérez, J. R. (2023). La necesidad de utilizar el aire acondicionado en España es 2,6 veces superior que hace cuatro décadas. *Newtral*. Obtenido de <https://www.newtral.es/necesidad-refrigeracion-espana/20230831/>
- Rademaekers, K., & Van der Laan, J. (2011). *Investment needs for future adaptation measures in EU nuclear power plants and other electricity generation technologies due to effects of climate change*. European Commission. Obtenido de European Commission. Energy.: https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/2011_03_eur24769-en.pdf
- REE. (2022). *Plan de desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica. Período 2021-2026*. Obtenido de <https://www.planificacionelectrica.es/planificacion-vigente>



- REE. (2023). *Serie histórica de potencia instalada*. REE. Obtenido de <https://www.ree.es/es/datos/generacion/potencia-instalada>
- REE. (2024). *Disponibilidad de la red de transporte*. Obtenido de Red eléctrica: <https://www.sistemaelectrico-ree.es/informe-del-sistema-electrico/transporte/disponibilidad-de-la-red-de-transporte>
- REE. (2024a). *Instalaciones de la red de transporte*. Obtenido de Red eléctrica: <https://www.sistemaelectrico-ree.es/informe-del-sistema-electrico/transporte/instalaciones-de-la-red-de-transporte>
- REE. (2024b). *Generación total de energía eléctrica*. Obtenido de Red eléctrica: <https://www.sistemaelectrico-ree.es/informe-del-sistema-electrico/generacion/generacion-de-energia-electrica/generacion-total-de-energia-electrica>
- REE. (2024c). *Informe del Sistema Eléctrico. Informe resumen de energías renovables 2023*. Obtenido de https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2024-03/Informe_Renovables_2023.pdf
- REE. (2024d). *Energía del agua 2024. Generación*. Obtenido de Red eléctrica: <https://www.sistemaelectrico-ree.es/informe-de-energias-renovables/agua/generacion-agua>
- REE. (2024e). *Red Eléctrica monitors weather parameters in real time to maximise line usage and integrate more renewables*. Obtenido de Red Eléctrica: <https://www.ree.es/en/press-office/news/press-release/2024/07/red-electrica-monitors-weather-parameters-real-time-maximise-line-usage-integrate-more-renewables>
- REE. (2025). *Serie histórica de potencia instalada*. REE. Obtenido de <https://www.ree.es/es/datos/generacion/potencia-instalada>
- REE. (2025a). *Interconexiones*. Obtenido de <https://www.ree.es/es/transicion-ecologica/interconexiones>
- REE. (2025b). *Mapa de instalaciones hidráulicas nacionales*. Obtenido de Red eléctrica: <https://www.esios.ree.es/es/mapas-de-interes/mapa-instalaciones-hidraulicas>
- REE. (2025c). *Red Eléctrica presenta su informe del incidente del 28 de abril y propone recomendaciones*. Obtenido de Red eléctrica: <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2025/06/red-electrica-presenta-su-informe-del-incidente-del-28-de-abril-y-propone-recomendaciones>
- Reisinger, A. H.-O. (2020). *The Concept of Risk in the IPCC Sixth Assessment Report: A Summary of Cross-Working Group Discussions*. (I. P. Change, Ed.).
- Sánchez-Guevara Sánchez, C., Gayoso Heredia, M., Núñez Peiró, M., Sanz Fernández, A., Neila González, F., Alesanco Sanz, P., . . . Gómez Muñoz, G. (2020). *Feminización de la pobreza energética en Madrid. Exposición a extremos térmicos*. Obtenido de <https://oa.upm.es/66337/>
- Sanz, M., & Galán, E. (2021). *Impactos y riesgos derivados del cambio climático en España*. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Oficina Española de Cambio Climático, Madrid. Obtenido de https://adaptecca.es/sites/default/files/documentos/impactosyriesgosccespanawebfinal_tcm30-518210_0.pdf
- Satorras, M., Borràs, M., Serrano, T., & Domene, E. (2023). *Percepcions i estratègies d'adaptació a la calor extrema de les llars vulnerables metropolitanes*. Institut Metròpoli, Bellaterra. Obtenido de https://www.institutmetropoli.cat/wp-content/uploads/2024/08/IM_Informe-Calor_Complet_Web.pdf



- Scheypen, J., Dasgupta, S., Borsky, S., Jury, M., Ščasný, M., & Bezhanishvili, L. (2022). *Impacts on Industry, Energy, Services, and Trade. Deliverable of the H2020 COACCH project*. Fondazione Centro Euro-Mediterraneo sui Cambiamenti Climatici (CMCC).
- Science Media Centre España. (15 de Noviembre de 2024). *Cambio climático y DANAS más destructivas: ¿estamos preparados?* Obtenido de <https://sciencemediacentre.es/cambio-climatico-y-danas-mas-destructivas-estamos-preparados>
- Scoccimarro, E., Cattaneo, O., Gualdi, S., Mattion, F., Bizeul, A., Martin Risquez, A., & Quadrelli, R. (2023). Country-level energy demand for cooling has increased over the past two decades. *Communications Earth & Environment*. doi:<https://doi.org/10.1038/s43247-023-00878-3>
- SEDIGAS-Asociación Española del Gas. (2025). Obtenido de <https://www.sedigas.es/>
- Smith, M. H. (2013). *Assessing Climate Change Risks and Opportunities for Investors: Oil and Gas Sector*. ANU and Investor Group on Climate Change. doi: 10.13140/RG.2.1.3589.2721
- Solaun, K., & Cerdá, E. (2019). Climate change impacts on renewable energy generation. A review of quantitative projections. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Obtenido de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032119306239?via%3Dihub>
- Statista. (2025). *Dependencia de las importaciones de energía de España de 2006 a 2022*. Obtenido de <https://es.statista.com/estadisticas/493962/dependencia-de-las-importaciones-de-energia-de-espana/>
- TCFD. (2020). *Guidance on Riks Management Integration and Disclosure*. Task Force on Climate-related Financial Disclosures.
- Tecnalía. (2021). *Evaluación de los efectos de los escenarios hidrológicos proyectados para el siglo XXI sobre la generación hidroeléctrica*. Obtenido de <https://adaptecca.es/recursos/buscador/evaluacion-de-los-efectos-de-los-escenarios-hidrologicos-proyectados-para-el>
- Tobin, I., Greuell, W., Jerez, S., Ludwig, F., Vautard, R., van Vliet, M., & Bréon, F.-M. (2018). Vulnerabilities and resilience of European power generation to 1.5°C, 2°C and 3°C warming. *Environmental Research Letters*. doi:10.1088/1748-9326/aab211
- Torriti, J. (2017). The Risk of Residential Peak Electricity Demand: A Comparison of Five European Countries. *Energies*. doi:<https://doi.org/10.3390/en10030385>
- Torvisco, P. (2025). *Cero eléctrico: todo lo que querías saber sobre el apagón*. Obtenido de Corporación de Radio y Televisión Española: <https://www.rtve.es/noticias/20250709/cero-electrico-todo-querias-saber-sobre-apagon/16657677.shtml>
- Troccoli, A. (2018). *Weather & Climate Services for the Energy Industry*. doi:10.1007/978-3-319-68418-5
- Turner, S. W., Ng, J. Y., & Galelli, S. (2017). Examining global electricity supply vulnerability to climate change using a high-fidelity hydropower dam model. *Science of The Total Environment*, 663-675. doi:<https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2017.03.022>.
- UNDRR. (2022). *Technical Guidance on Comprehensive Risk Assessment and Planning in the Context of Climate Change*. (U. N. Reduction, Ed.).



- Ürge-Vorsatz, D., & Tirado Herrero, S. (2012). Building synergies between climate change mitigation and energy poverty alleviation. *Energy Policy*. Obtenido de <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421511009918>
- US DOE. (2011). *Estimating risk to California energy infrastructure from projected climate change*. Lawrence Berkeley National Lab. (LBNL). Obtenido de <https://www.osti.gov/servlets/purl/1026811>
- US DOE. (2015). *Climate Change and the U.S. Energy Sector: Regional Vulnerabilities and Resilience Solutions*. Obtenido de https://toolkit.climate.gov/sites/default/files/Regional_Climate_Vulnerabilities_and_Resilience_Solutions_0.pdf
- Valor, E., Meneu, V., & Caselles, V. (2001). Daly Air Temperature and Electricity Load in Spain. *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, 1413–1421. doi: [https://doi.org/10.1175/1520-0450\(2001\)040<1413:DATAEL>2.0.CO;2](https://doi.org/10.1175/1520-0450(2001)040<1413:DATAEL>2.0.CO;2)
- Ware, J., & Pearce, O. (2024). *Counting the Cost 2024. A year of climate breakdown*. Obtenido de <https://www.christianaid.org.uk/sites/default/files/2024-12/counting-the-cost-2024.pdf>
- World Bank. (2011). *Climate impacts on energy systems : key issues for energy sector adaptation*. World Bank Group, Washington, D.C. Obtenido de <https://documents.worldbank.org/en/publication/documents-reports/documentdetail/580481468331850839/climate-impacts-on-energy-systems-key-issues-for-energy-sector-adaptation>
- World Bank. (2012). *Bajemos la temperatura : por qué se debe evitar un planeta 4° C más cálido*. Obtenido de <https://openknowledge.worldbank.org/entities/publication/2cf3c588-748b-56a6-9a2a-f3141b879d53>
- World Bank. (2019). *Stronger Power: Improving Power Sector Resilience to Natural Hazards*. World Bank Group, Washington, DC. Obtenido de <https://documents1.worldbank.org/curated/en/200771560790885170/pdf/Stronger-Power-Improving-Power-Sector-Resilience-to-Natural-Hazards.pdf>
- World Economic Forum. (2025). *The Global Risks Report 2025*. Obtenido de https://reports.weforum.org/docs/WEF_Global_Risks_Report_2025.pdf
- World Energy Council. (2025). *World Energy Trilemma Report 2024*. Obtenido de <https://www.worldenergy.org/publications/entry/world-energy-trilemma-report-2024?>
- World Meteorological Organization. (2022). *El cambio climático pone en riesgo la seguridad energética*. Obtenido de World Meteorological Organization: <https://wmo.int/es/media/el-cambio-climatico-pone-en-riesgo-la-seguridad-energetica>
- World Meteorological Organization. (31 de Octubre de 2024). *Devastating rainfall hits Spain in yet another flood-related disaster*. Obtenido de World Meteorological Organization: <https://wmo.int/media/news/devastating-rainfall-hits-spain-yet-another-flood-related-disaster>