

2025

Diagnóstico y análisis de los impactos climáticos en la red eléctrica

FUTURED - PLATAFORMA
ESPAÑOLA DE REDES
ELÉCTRICAS



Carta del director

La transformación de las redes eléctricas es un proceso imparable que conlleva enormes beneficios para la sociedad. Esta evolución surge del reto global de descarbonización y de la necesidad de adaptar nuestras infraestructuras a un contexto climático cada vez más incierto, marcado por fenómenos extremos que ponen a prueba la solidez del sistema eléctrico.

El avance de la transición energética y la creciente electrificación de sectores estratégicos, como la movilidad y la industria, incrementan la dependencia de unas redes que son el pilar fundamental de nuestro modelo energético. Sobre ellas descansa la integración masiva de energías renovables, la digitalización y la garantía de un suministro seguro y sostenible. En este escenario, reforzar la resiliencia de las redes no es solo una cuestión técnica: es una prioridad estratégica para asegurar que la transición energética se consolide sin comprometer la calidad del servicio ni la seguridad de las personas.

La digitalización y la innovación tecnológica son palancas esenciales para anticipar riesgos y dotar a las redes de mayor robustez, flexibilidad y capacidad de respuesta. Este documento recoge un análisis detallado de los impactos del cambio climático sobre las infraestructuras eléctricas, identifica metodologías para evaluar vulnerabilidades y propone soluciones que integran aspectos técnicos, regulatorios y estratégicos. Además, se presentan casos de éxito que demuestran que la resiliencia es un factor clave para la competitividad y la sostenibilidad del sistema eléctrico.

Este trabajo es fruto de la colaboración de un grupo multidisciplinar que reúne a operadores de redes, centros de investigación, universidades, fabricantes, consultoras, asociaciones sectoriales y representantes de la administración pública. A todos ellos quiero agradecer su compromiso y sus valiosas aportaciones. Juntos estamos construyendo las bases para que España sea referente en adaptación climática y transición energética.

Confiamos en que este documento sirva como guía para impulsar políticas y decisiones que fortalezcan la resiliencia de nuestras redes, garantizando un futuro energético seguro, sostenible y preparado para los desafíos del cambio climático.



Jose Luis Elejade Hernani

Director de la Unidad de
Transición Energética
Climática y Urbana de
Tecalia



José Manuel Revuelta

Director General de
Infraestructuras y Redes en
Endesa

Tabla de contenido

Participantes redactores	5
Colaboradores	5
Resumen ejecutivo	7
1. Introducción	8
2. Impactos del cambio climático en las redes eléctricas	12
2.1 Impacto de los Eventos extremos en las redes eléctricas españolas	15
2.2 Tendencias climáticas relevantes para las redes eléctricas en España	18
3. Caracterización de la red eléctrica en España	21
4. Indicadores de resiliencia relevantes para las redes eléctricas	24
4.1. Propuesta de indicadores y su evaluación en las redes españolas	25
4.2. Otros planteamientos para la definición de indicadores de resiliencia	30
5. Metodologías para el cálculo de riesgos e impactos	34
5.1 Cálculo del riesgo individual	40
5.1.1 Evaluación de vulnerabilidad	41
5.1.2. Evaluación de la amenaza	41
5.2 Cálculo de riesgo desde la perspectiva del servicio: Media Tensión.....	42
5.2.1. Escenario 1: Pérdida de centros de transformación de manera individualizada	42
5.2.2. Escenario 2: Pérdida de servicio integral en las líneas de media tensión	44
5.3 Cálculo de riesgo desde la perspectiva del servicio: Alta Tensión	45
6 Contexto normativo sobre resiliencia climática de las redes	47
6.1. Nueva normativa europea de Protección de infraestructuras estratégicas	48
6.2. Análisis y reporte de riesgos físicos	51
6.3. Marco de ensayos y homologación de los equipos	52
6.4. Justificación y tramitación de eventos climáticos extremos	57
7 Casos de estudio y ejemplos	60
7.1 Proyecto RESISTO (e-distribución).....	61
7.1.1. Descripción	61

7.1.2.	Conclusiones.....	64
7.2.	Proyecto Digitalización Avanzada de UFD	65
7.2.1.	Descripción	65
7.2.2.	Conclusiones.....	66
7.3.	Proyecto de Resiliencia de I-DE Redes eléctricas inteligentes	66
7.3.1.	Descripción	66
7.3.2.	Conclusiones.....	71
7.4.	Caso de estudio: Australia	72
7.4.1.	Descripción	72
7.4.2.	Conclusiones.....	75
8	Análisis de potenciales actuaciones	76
8.1	Líneas de actuación para la adaptación a los riesgos climáticos.....	77
8.2	Soluciones para la adaptación a los riesgos climáticos	78
9	Conclusiones y Recomendaciones	84

Participantes redactores

Ana Romero	e-distribución Redes Digitales
Jacob Rodríguez	e-distribución Redes Digitales
Jorge Pina	e-distribución Redes Digitales
Alicia Sánchez	e-distribución Redes Digitales
Jorge Paz	TECNALIA
Elena Turienzo	TECNALIA
Mariano Gaudó	UFD
Pablo Lemona	I-DE Redes Eléctricas Inteligentes, S.A.U.
María De Las Mercedes Vázquez	Redeia
Miriam Bueno	OECC (Oficina Española del Cambio Climático)
Jose Luís Domínguez	IREC
Javier Larrañeta	PESI (Plataforma Tecnológica Española de Seguridad Industrial)
Alejandro Belinchón	AT3W
Verónica Romero	Arteche
Iñigo Jodrá	Enzen
Gabrielle Wijler	Enzen

Colaboradores

Gabriele Licasale	e-distribución Redes Digitales
Marta Cózar	e-distribución Redes Digitales
Carlos Mur	e-distribución Redes Digitales
Margarita Díaz	e-distribución Redes Digitales

Marisa Alvarado	I-DE Redes Eléctricas Inteligentes, S.A.U.
Soraya Molinero	Redeia
Cristina Ordóñez	Arteche
Carlos del Río Casado	EDP
Blanca Aguado	CIDE
Diego Ferraz	Fundación Renovables
Mario Alfonso	Alteria Automation
Jose Vigil	Alteria Automation
David Zambrano	CIRCE

Resumen ejecutivo

El presente documento ha sido elaborado gracias a la colaboración de distintos agentes del sector en el Grupo de Trabajo sobre Resiliencia Climática de la Plataforma Tecnológica Española de Redes Eléctricas (FutuRed). El objetivo del grupo ha sido analizar los riesgos derivados del cambio climático y su impacto en las redes eléctricas españolas, proponiendo soluciones técnicas, metodológicas y regulatorias para reforzar su resiliencia. El estudio parte de un diagnóstico: el aumento de fenómenos meteorológicos extremos y las tendencias climáticas adversas —como olas de calor, inundaciones, incendios y vientos intensos— están afectando a la continuidad y la calidad del suministro eléctrico, poniendo en riesgo infraestructuras críticas y generando impactos en cascada sobre otros servicios esenciales.

En el documento se describe la red eléctrica en España, se identifican indicadores clave para evaluar su resiliencia y se presentan metodologías para calcular riesgos e impactos, tanto a nivel de activos individuales como desde la perspectiva del servicio. Asimismo, se analiza el contexto normativo europeo y nacional, destacando la nueva Directiva de Resiliencia de Entidades Críticas y las obligaciones derivadas de la CSRD, que impulsan la integración de la adaptación climática en la planificación y operación de las redes.

Se incluyen casos de estudio relevantes, como los proyectos RESISTO de e-distribución, Digitalización Avanzada de UFD e iniciativas de I-DE, que demuestran el valor de la digitalización, la sensorización y la automatización para anticipar y mitigar riesgos. También se presentan ejemplos internacionales, como el enfoque australiano, que refuerzan la necesidad de estrategias colaborativas y de inversión en resiliencia.

El análisis concluye que la adaptación de las redes eléctricas exige una visión estructural y anticipativa, basada en innovación tecnológica, gobernanza coordinada y criterios normativos actualizados. Entre las recomendaciones destacan la incorporación de tecnologías digitales y predictivas, la definición de indicadores estandarizados, el refuerzo de la redundancia y flexibilidad de la red, la mejora de protocolos de respuesta y la promoción de marcos regulatorios que reconozcan la resiliencia como una inversión estratégica. Un enfoque integral y anticipativo, apoyado en innovación tecnológica, coordinación entre agentes y marcos regulatorios actualizados, resulta clave para reforzar la resiliencia del sistema eléctrico ante un contexto climático cada vez más incierto.

1. Introducción

FutuRed, la Plataforma Tecnológica Española de Redes Eléctricas, tiene el objetivo de impulsar la innovación y el desarrollo tecnológico en las redes eléctricas para modernizarlas, haciéndolas más inteligentes, eficientes, flexibles, sostenibles y capaces de integrar energías renovables y nuevas tecnologías.

Durante los años 2024 y 2025, el Grupo de Trabajo sobre Resiliencia Climática de Futured ha analizado los retos vinculados al cambio y variabilidad climática, así como sus relaciones con la innovación tecnológica y la modernización y resiliencia de la red. Este documento recoge los materiales desarrollados por el Grupo de Trabajo, que buscan explorar, compartir y proponer soluciones técnicas, metodológicas y regulatorias que fortalezcan la capacidad de adaptación de las redes eléctricas frente a los impactos del cambio climático en España. Para ello resulta imprescindible comprender la magnitud y evolución del riesgo climático en España, así como sus implicaciones para el sistema eléctrico, aspectos que también se abordan en el documento. Por ello, la estructura del documento está diseñada para reflejar un recorrido lógico desde el diagnóstico de los principales riesgos hasta las propuestas de acción, integrando casos reales, enfoques comparados y recomendaciones prácticas.

Indudablemente el trabajo del grupo, así como los contenidos que se expondrá a continuación están directamente condicionados por el contexto climático y energético, del cual a continuación se presentan algunos aspectos que conviene destacar.

1. La Agencia Estatal de Meteorología (AEMET) ha informado que 2024 fue el tercer año más cálido en la serie histórica de España¹. Los tres últimos años han sido los más cálidos desde que se tienen registros, y los diez años más cálidos pertenecen al siglo XXI. A nivel global, el calentamiento del planeta es también evidente, y si las tendencias actuales se mantienen, se podrían superar los 1,5 grados por encima de la temperatura de la era preindustrial en un horizonte tan cercano como 2030 o incluso antes².
2. El cambio climático está afectando a las redes eléctricas por diversos motivos, como las oscilaciones en la demanda y el impacto de fenómenos extremos como tormentas, inundaciones e incendios, que han visto incrementada su frecuencia y/o intensidad en los

¹ AEMET, 2025. “2024 fue el tercer año más cálido de la serie histórica en España”. <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/2025/enero/2024-fue-el-tercer-ano-mas-calido-de-la-serie-historica-en-espan.html>

² C3S. C3S global temperature trend monitor. Consultado en agosto de 2025. <https://apps.climate.copernicus.eu/global-temperature-trend-monitor/>

últimos años^{3 4}. En los últimos años, España ha enfrentado varios eventos meteorológicos extremos que han afectado el suministro eléctrico, como los que se listan en el apartado 2.1.

3. Las redes eléctricas son infraestructuras críticas de suma importancia, puesto que un fallo en las mismas genera impactos en cascada en otras infraestructuras y servicios críticos, como las redes de transporte (p. ej. afectando a la señalización y la tracción de trenes), comunicaciones (p. ej. al dejar de operar las antenas de telecomunicaciones) y suministro de agua (p. ej. si no hay energía para bombear el agua) entre otros. Por ello es clave analizar el comportamiento y la resiliencia de la red eléctrica ante eventos extremos de origen climático.”.
4. Para adaptarse a estos cambios, las redes eléctricas deben reforzarse y hacerse más resilientes. Existen diferentes opciones para la adaptación de las redes⁵ (refuerzo de las infraestructuras, actualización de estándares de diseño y operación, etc.). algunas de las cuales hacen uso de nuevas tecnologías, como:
 - Redes inteligentes para monitorizar y gestionar la red en tiempo real.
 - Análisis predictivo de la demanda, generación, amenazas, etc.
 - Almacenamiento energético con baterías para asegurar el suministro.
 - Generación distribuida para reducir la dependencia de grandes infraestructuras.
 - Microgrids que permiten operar de forma autónoma en emergencias.
 - Inteligencia artificial (IA) para mejorar la predicción de fallos y la optimización de recursos.
 - Gemelos digitales para simular y planificar mejor la operación de la red.
 - Infraestructuras reforzadas y energías renovables diversificadas.
 - Comunicaciones satelitales para mantener el control en zonas remotas o afectadas por desastres.
5. Muchas de estas innovaciones no solo contribuyen a una mayor resiliencia de la red, si no que adicionalmente aportan mayor eficiencia, sostenibilidad y otros beneficios económicos y sociales, tal y como describe el “Radar” Tecnológico de las Redes Eléctricas de E.DSO⁶.
6. Ante la necesaria adaptación de las redes eléctricas es crucial identificar métricas para medir el riesgo, impacto y su preparación ante las amenazas climáticas. Entre los indicadores clave destacan aspectos como el porcentaje de líneas con gestión de vegetación adecuada; la

³ United Nations Environment Programme, 2024. Climate Risks in the Power Generation Sector. <https://www.unepfi.org/wordpress/wp-content/uploads/2024/05/Climate-Risks-in-the-Power-Generation-Sector-1.pdf#:~:text=If%20the%20impacts%20of,physical%20hazards.%20Firms%20can>

⁴ Clarke, L. et al., 2022. Energy Systems. en IPCC, 2022: Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/chapter/chapter-6/#:~:text=agricultural%20yields%2C%20thermal%20power,wind%20and%20solar%20resources>

⁵ Eurelectric, 2022. The Coming Storm - Building electricity resilience to extreme weather.

<https://resilience.eurelectric.org/wp-content/uploads/2024/09/the-coming-storm.pdf>

⁶ E.DSO. Technology Radar. <https://www.edsoforsmartgrids.eu/technology-radar/>

proporción de infraestructuras resistentes a inundaciones; el nivel de automatización para reposición del servicio, el uso de sistemas de redundancia en subestaciones críticas, redes malladas, sistemas autónomos de gestión de congestiones, etc.

7. La resiliencia de las redes eléctricas ante eventos climáticos extremos no es un concepto aislado, sino que se enmarca en un cambio sistémico hacia infraestructuras energéticas más adaptativas, digitales y descentralizadas, en un contexto global de electrificación y descarbonización de los sistemas energéticos.
8. Tradicionalmente el diseño y operación de las redes eléctricas se encuentra altamente regulado por normativas, pero existen nuevas regulaciones y normativa relacionadas con la resiliencia climática que es conveniente tener presente.
9. Finalmente, es necesario enfatizar las inversiones necesarias en las redes eléctricas para que estén preparadas para todos los retos descritos pueden ser cuantiosas, por lo que es de elevado interés evaluar cuales son las tecnologías eficientes para mejorar la resiliencia del sistema eléctrico.

Ante esta situación, en este documento se evalúan en primer lugar los impactos del cambio climático, considerando tanto los impactos ya registrados en España como las tendencias climáticas generales disponibles. También se analiza la tipología general de la red y se propone un conjunto de indicadores de resiliencia. Posteriormente se expone aquellos elementos del marco normativo más novedosos de interés para posteriormente pasar a exponer algunos ejemplos relevantes. Se presenta un ejemplo de metodología para evaluar los efectos de eventos climáticos extremos. Finalmente se analizan las opciones de adaptación, destacando algunos ejemplos y proponiendo un conjunto de recomendaciones para avanzar en la mejora de la resiliencia de las redes eléctricas.

2. Impactos del cambio climático en las redes eléctricas

El cambio climático está intensificando la frecuencia, duración y severidad de fenómenos meteorológicos extremos que afectan directamente a la infraestructura eléctrica. Igualmente, el cambio climático está generando un conjunto de tendencias graduales como cambios en los patrones de temperaturas, recursos renovables, etc. que también afectan a las redes, ya sea directamente o a través de alteración de la oferta y demanda de energía. Las redes, concebidas originalmente en un contexto climático relativamente estacionario, se enfrentan ahora a condiciones más volátiles, impredecibles y, en algunos casos, sin precedentes. Esta nueva realidad exige una comprensión clara de los mecanismos por los que el cambio climático puede comprometer la continuidad, calidad y seguridad del suministro eléctrico.

Numerosos estudios, tanto a nivel europeo como internacional (IPCC, JRC⁷ ⁸, IEA⁹, EPRI¹⁰, etc.), han identificado una serie de incidencias climáticas clave con especial relevancia para el sector eléctrico. A continuación, se presenta una tipología de estos fenómenos, junto con sus principales impactos operativos y estructurales sobre las redes de transporte y distribución en España en base a estas fuentes y la experiencia del grupo de trabajo:

1. Temperaturas máximas extremas

- Aumento de la resistencia de líneas aéreas (y en menor medida también subterráneas), reduciendo su capacidad de transmisión.
- Reducción de la capacidad de enfriamiento en transformadores, aumentando el riesgo de sobrecalentamiento y reduciendo su eficiencia.
- Aceleración del envejecimiento de materiales de líneas.
- Aumento del riesgo de sobrecargas en líneas por picos de demanda asociados a mayor demanda de refrigeración.
- En combinación con mayor sequedad, mayor probabilidad de generación de incendios que pueden afectar a la red.

2. Temperaturas mínimas extremas y nieve

- Formación de hielo sobre líneas aéreas, con riesgo de sobrecarga estructural.
- Aumento de la demanda.

⁷ Karagiannis, G., Turksezer, Z., Alfieri, L., Feyen, L. y Krausmann, E., 2019. Climate Change and Critical Infrastructure - Floods, <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC109015>

⁸ Karagiannis, G., Cardarilli, M., Turksezer, Z., Spinoni, J., Mentaschi, L., Feyen, L. y Krausmann, E., Climate Change and Critical Infrastructure - Storms. <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC113721>

⁹ IEA. 2021. Climate Resilience in Electricity Systems. <https://www.iea.org/reports/climate-resilience>

¹⁰ EPRI. 2023. Climate vulnerability considerations for the power sector: Transmission and distribution infrastructure. <https://www.epri.com/research/products/000000003002026315>

- Dificultades de acceso.

3. Incendios forestales

- Daños en estructuras de soporte al debilitar materiales como madera y acero.
- Aumento del riesgo de daños por contacto de líneas aéreas con estos materiales.
- Contaminación de aisladores.
- Impacto debido a las temperaturas extremas.
- Pérdida de los activos eléctricos.

4. Inundaciones

- Daños en cables subterráneos e infraestructuras sumergidas, causando fallos de aislamiento y cortocircuitos.
- Daños en transformadores y equipos eléctricos por inundación.
- Presiones de las corrientes y sedimentos sobre equipos y estructuras (perímetros, edificios) que pueden dañarlos.
- Presencia de barro en las instalaciones red.
- Aumento de la corrosión de apoyos los tras ser alcanzados por una inundación (especialmente si es de agua salada).
- Daños en sistemas de anclaje, apoyos y protecciones por erosión del suelo y movimientos estructurales.
- Reducción de la resistencia de líneas aéreas en contacto con el agua.
- Inaccesibilidad de zonas críticas.

5. Sequías

- Reducción de la conductividad del suelo, afectando líneas subterráneas.
- Reducción de la eficiencia del enfriamiento por aire.
- Mayor inestabilidad de apoyos y anclajes de líneas subterráneas por movimientos del terreno.
- Limitación de la disponibilidad de energía de origen hidroeléctrico y, en menor medida, térmica si se ve comprometida la refrigeración.

6. Vientos extremos y tormentas

- Daños en apoyos directamente por fuerzas laterales extremas sobre su estructura o arrastre de objetos (por ejemplo, caídas de árboles sobre las líneas aéreas).
- Daños en el entorno de la infraestructura.
- Daños en líneas aéreas de tensión media y baja, provocando roturas o desconexiones.
- Aumento del riesgo de incendio por contacto con vegetación (especialmente junto a un aumento de la sequedad).

- Dificultades de operación y mantenimiento, como problemas logísticos en el acceso para mantenimientos correctivo.

7. Descargas eléctricas:

- Daños a equipos electrónicos.
- Interrupciones por disparos de protecciones.
- Exigencia a sistemas de aislamiento.

Más allá de los efectos individuales, el cambio climático impone un estrés acumulativo sobre las redes: ciclos más rápidos de fatiga térmica, mayor frecuencia de eventos de carga máxima, y reducción de márgenes de diseño que históricamente no se alcanzaban con regularidad. Este estrés acumulado puede acortar la vida útil de los activos y aumentar los costes de operación y mantenimiento.

Asimismo, algunos fenómenos no actúan de forma aislada. Por ejemplo, las olas de calor prolongadas pueden coincidir con incendios forestales y un aumento del consumo por climatización, generando condiciones de máxima exigencia operativa. Esta combinación de factores exige un replanteamiento de los escenarios de riesgo utilizados en la planificación.

El conjunto de estos impactos pone de manifiesto que la adaptación de las redes eléctricas al cambio climático no puede limitarse a intervenciones puntuales. Requiere una revisión estructural de los criterios de diseño, un refuerzo de la monitorización ambiental en tiempo real, y una mejora de la coordinación institucional y territorial para la gestión preventiva y reactiva.

Este capítulo sienta las bases técnicas y conceptuales sobre las que se apoyan los siguientes bloques del documento: primero, el análisis de vulnerabilidades propias a partir de datos del sector; y posteriormente, la identificación de soluciones concretas, tanto tecnológicas como organizativas.

2.1 Impacto de los Eventos extremos en las redes eléctricas españolas

Los fenómenos climáticos extremos están teniendo un impacto cada vez mayor en las redes eléctricas, especialmente en aquellas que tienen presencia de líneas aéreas. Estos fenómenos afectan la infraestructura de manera directa, siendo el viento y las lluvias las causas más frecuentes de interrupciones en el suministro eléctrico. En las zonas rurales y suburbanas, donde la red aérea es más común, las condiciones meteorológicas severas, como tormentas, vientos intensos y lluvias, tienen una afectación directa sobre las líneas de transmisión.

El viento puede derribar árboles y objetos que impactan las líneas, provocando fallos en el sistema, cortando el suministro y dañando las infraestructuras. En el caso de las inundaciones, los conductores y cables aéreos se ven directamente comprometidos, ya que el agua puede afectar su resistencia y generar cortocircuitos. Las áreas urbanas, que cuentan con redes subterráneas de cables, también sufren debido a fenómenos que provocan inundaciones, lo que puede provocar la interrupción del servicio, aunque en menor medida que en las redes aéreas. En ambos casos, el impacto se agrava por la creciente intensidad y frecuencia de estos eventos, una consecuencia del cambio climático, lo que pone en riesgo la estabilidad del suministro eléctrico a gran escala.

A continuación, se enumeran los fenómenos climáticos más relevantes que han afectado a las redes eléctricas en España en los últimos años, ordenados cronológicamente:

1. Ciclón tropical Klaus (enero de 2009): Este ciclón afectó principalmente a la zona norte de España, generando vientos extremadamente fuertes que causaron la caída de árboles y objetos que dañaron las líneas eléctricas, especialmente en áreas rurales con red aérea. Más de 700,000 clientes se quedaron sin suministro durante varios días, mientras las reparaciones eran difíciles debido a la magnitud del daño.
2. Huracán Leslie (octubre de 2018): Aunque debilitado al llegar a la península ibérica, Leslie trajo consigo fuertes vientos y lluvias que afectaron el noroeste de España y el oeste de Portugal. En áreas rurales y costeras, donde predominan las redes aéreas, los vientos derribaron árboles y otros objetos que impactaron las líneas eléctricas, dejando a decenas de miles de clientes sin suministro.
3. Apagón de Tenerife (septiembre de 2019): Aunque no un fenómeno climático típico, la causa de este apagón estuvo relacionada con fallos en la infraestructura eléctrica exacerbados por el clima cálido y la alta demanda de energía. En las islas, donde el clima cálido aumenta la necesidad de electricidad para refrigeración, las redes aéreas son especialmente vulnerables a estos picos de demanda.
4. Tormenta Filomena (enero de 2021): Una de las tormentas más intensas en los últimos años, Filomena trajo consigo nevadas excepcionales que cubrieron grandes áreas de la península ibérica, afectando de manera significativa las líneas aéreas. El peso de la nieve acumulada sobre las líneas provocó caídas de estructuras y cortocircuitos, dejando a cientos de miles de clientes sin electricidad en Madrid, Castilla-La Mancha y otras regiones cercanas durante varios días.
5. Inundaciones en el Valle del Ebro (julio de 2021): Las lluvias torrenciales que causaron el desbordamiento del río Ebro afectaron a varias comunidades autónomas, especialmente

en zonas rurales con redes aéreas. Las inundaciones afectaron directamente las líneas eléctricas, dañando tanto las infraestructuras como las conexiones. La interrupción del servicio duró varios días, con miles de clientes afectados.

6. Ola de calor y sequía (verano de 2022): Aunque no se trata de un fenómeno puntual como una tormenta, la ola de calor y la sequía que afectaron a toda España durante el verano de 2022 aumentaron la demanda de energía debido al uso intensivo de aire acondicionado. La tensión sobre la red eléctrica, en combinación con las altas temperaturas, debilitó las infraestructuras y aumentó los cortes de energía, especialmente en áreas donde las líneas de transmisión son más vulnerables a fallos por sobrecalentamiento o mal mantenimiento.
7. La borrasca Bernard el 22 de octubre de 2023 provocó daños y caídas en 287 apoyos de la red eléctrica, caídas al suelo de 304 hilos de líneas aéreas y 98 árboles caídos sobre de las instalaciones eléctricas, sobre todo en zonas rurales de Andalucía Occidental. A pesar de las predicciones de una borrasca, no se esperaba el nivel de destrucción que causó en la infraestructura eléctrica, con rachas de más de 140km/h junto con precipitaciones de más de 80 litros de precipitaciones acumuladas. Gracias a que la red está mallada se pudo reconducir la energía de forma automática.
8. DANA en Valencia y Albacete (octubre de 2024): Una Depresión Aislada en Niveles Altos (DANA) causó lluvias torrenciales y fuertes vientos que afectaron principalmente a la Comunidad Valenciana y Castilla-La Mancha. En estas regiones, las subestaciones, las líneas aéreas fueron particularmente vulnerables a la caída de árboles y otros objetos, los centros de transformación y los cuadros de contadores digitales, lo que dejó a más de 150,000 clientes sin suministro eléctrico.

El anterior es un listado no exhaustivo de eventos que han afectado marcadamente a las redes eléctricas, pero sería posible incluir otros muchos ejemplos, como las borrascas Bruno y Ana (2017), que provocaron daños en el norte, las inundaciones en Mallorca (2018), la borrasca Elsa (2019), que causó cortes eléctricos en Galicia y Asturias, la borrasca Gloria (2020), con lluvias y vientos que afectaron Cataluña y la Comunidad Valenciana, el temporal en Canarias (2020), las tormentas tras una ola de calor en Andalucía y Extremadura (2022), etc. Este tipo de fenómenos subraya cómo el cambio climático está afectando la resiliencia de las infraestructuras eléctricas en España, especialmente aquellas que dependen de redes aéreas. Las redes eléctricas, tanto aéreas como subterráneas, deben ser adaptadas a estas nuevas condiciones para minimizar los impactos y garantizar un suministro más seguro y constante.

2.2 Tendencias climáticas relevantes para las redes eléctricas en España

La gestión de riesgos climáticos está cobrando creciente importancia en cualquier sector de actividad porque los eventos climáticos con efectos adversos son cada vez más frecuentes e intensos.

Los riesgos climáticos pueden segmentarse en base a los fenómenos que los generan (temperatura, incendios, precipitación, viento, nieve / hielo y agua en litoral) y su carácter incremental o extremo. Algunos riesgos crecen de forma sostenida en el tiempo, como el aumento de las temperaturas o la subida del nivel del mar, mientras que otros se muestran de forma repentina y extrema, como es el caso de las olas de calor o inundaciones.

La magnitud actual y futura de los riesgos climáticos varía por zona geográfica. En el caso de España, existiendo diferencias dentro del propio país, la perspectiva general de organismos como Intergubernamental Panel on Climate Change (IPCC), European Environment Agency y MITECO apunta a las tendencias a futuro indicadas en la tabla siguiente

Fenómeno	Indicador	Tendencia	Comentario
1. Temperatura	Temperaturas máximas	△ Aumento	El Visor de Escenarios de Cambio Climático de AdapteCCa ¹¹ muestra tendencias claras de incremento de temperaturas medias y extremas y permite apreciar la distribución espacial de las mismas.
	Temperaturas medias	△ Aumento	
	Temperaturas mínimas y heladas	▽ Disminución	
2. Incendios	Índices de peligro de incendio	△ Aumento	Diversas fuentes apuntan al incremento de los indicadores de riesgo de incendio ^{12 13 14}
3. Precipitación	Precipitación acumulada	▽ Disminución	Información disponible en el Visor de Escenarios de Cambio Climático de AdapteCCa muestra tendencias generales de reducción de la precipitación
	Lluvias torrenciales	✗ Mixto	La información disponible en el Visor de Escenarios de Cambio Climático de AdapteCCa (indicadores como precipitación máxima diaria, etc.) no muestran una tendencia clara. Es preciso destacar que las fuentes advierten de que la información es muy incierta.
	Sequía	△ Aumento	Adicionalmente a la disminución general de precipitaciones, el Visor de AdapteCCa apunta incrementos de temperatura y Evapotranspiración potencial
4. Viento	Velocidad media del viento	✗ Mixto	Varios estudios apuntan que no existe un consenso claro entre diferentes modelos climáticos ^{15 16} .
	Vientos extremos		
5. Nieve y Hielo	Nieve, glaciares y capa de hielo	▽ Disminución	Según el visor AdapteCCa, España ha perdido días de helada desde el periodo histórico de referencia y lo seguirá haciendo en los diferentes escenarios climáticos futuros. El atlas climático del IPCC ¹⁷ muestra tendencias
	Fuertes nevadas y heladas	↔ Sin cambio	

¹¹ OECC, AEMET y CSIC: Visor de Escenarios de Cambio Climático AdapteCCa. <https://escenarios.adaptecca.es/info>

¹² C3S. Fire Danger indicators for Europe. <https://cds.climate.copernicus.eu/datasets/sis-tourism-fire-danger-indicators>

¹³ Comisión Europea y Agencia Europea de Medio Ambiente (AEMA). High Fire Danger Days (Climate ADAPT). <https://climate-adapt.eea.europa.eu/en/metadata/indicators/high-fire-danger-days>

¹⁴ Copernicus Emergency Management Service (Copernicus EMS). European Forest Fire Information System (EFFIS). <https://effis.emergency.copernicus.eu/>

¹⁵ Grupo de Meteorología de Santander. Departamento de Matemática Aplicada y Ciencias de la Computación, MACC-UC. 2018. Proyecciones regionales de Cambio Climático para vientos extremos en España para el s. XXI: Caracterización de valores de retorno y frecuencia de configuraciones atmosféricas de peligro". https://adaptecca.es/sites/default/files/u50/2018_uc_proyecciones_regionales_cc_vientos_extremos.pdf

¹⁶ Esnaola, E., Ulaiza, A., Sáenz, J., Ibarra-Berastegi, G. 2024. Future changes of global Annual and Seasonal Wind-Energy Production in CMIP6 projections considering air density variation. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.132706>

¹⁷ IPCC. IPCC WGI Interactive Atlas: Regional information (Advanced). <https://interactive-atlas.ipcc.ch/>

			de disminución de la precipitación de nieve para la región mediterránea globalmente, pero hay amplias zonas de la península Ibérica con cambios reducidos o inciertos.
6. Agua en litoral	Aumento del nivel del mar	Δ Aumento	El visor C3E ¹⁸ aporta información más detallada, pero en todos los escenarios se prevé un incremento del nivel del mar.
	Inundaciones del litoral	Δ Aumento	

Tabla 1. Síntesis de los escenarios climáticos más relevantes para España.

¹⁸ IHCantabria. Visor C3E. <https://c3e.ihcantabria.com/>

3. Caracterización de la red eléctrica en España

La red eléctrica en España se divide en dos grandes áreas: transporte y distribución. La red de transporte es responsable de llevar la electricidad desde las plantas generadoras hasta las subestaciones, operando principalmente a alta tensión (220 kV y 400 kV). Esta red está gestionada por Red Eléctrica de España (REE), que opera más de 44.000 km de líneas de alta tensión.

En cuanto a la red de distribución, esta se encarga de llevar la electricidad desde las subestaciones a los usuarios finales a través de líneas de media tensión (entre 1 kV y 36 kV) y baja tensión (menos de 1 kV).

La distribución está gestionada por diversas compañías, siendo las principales i-DE (Iberdrola), e-distribución (Endesa), UFD (Naturgy), E-Redes (EDP) y Viesgo (EDP). Además, el sistema cuenta con más de 300 distribuidoras locales y regionales, que operan en ámbitos geográficos reducidos y desempeñan un papel clave en asegurar el suministro eléctrico en zonas rurales y municipios, contribuyendo a la capilaridad y resiliencia de la red.

i-DE (Iberdrola) gestiona más de 300.000 km de líneas de distribución y atiende a cerca de 11 millones de usuarios en varias regiones de España como Castilla y León, Galicia, Madrid, País Vasco y otras. e-distribución (Endesa), por su parte, gestiona más de 320.000 km de líneas y suministra electricidad a unos 12 millones de usuarios en zonas como Cataluña, Andalucía, Aragón, Baleares y Canarias. UFD (Naturgy) gestiona más de 116.000 km de red de distribución en España, abasteciendo a cerca de 4 millones de clientes en áreas como Galicia, Castilla y León, Madrid y otras regiones. E-Redes y Viesgo (EDP) gestiona una red de más de 20.000 km de líneas, atendiendo a más de 2 millones de usuarios, principalmente en Asturias, Galicia y Cantabria.

En total, las redes de distribución de electricidad en España suman más de 400.000 km, con más de 28 millones de puntos de suministro en todo el país. La infraestructura de distribución está organizada de manera que cubre tanto áreas urbanas como rurales, con un enfoque en asegurar la fiabilidad y calidad del suministro eléctrico. Cada una de estas compañías tiene a su cargo áreas geográficas específicas, lo que permite una gestión más eficiente y adaptada a las necesidades locales. Las redes de distribución deben afrontar retos como la integración de energías renovables, la digitalización de las infraestructuras y la resiliencia frente a fenómenos climáticos extremos.

Nivel Tensión	Tensión	Aéreo (km)	Subterráneo (km)	Submarino (km)	Total (km)
Muy alta Tensión	400 kV	22.101	88	29	22.218
Alta Tensión	220 kV	72.664	3.950	916	77.530
	132 kV				
	66 kV				
	45 kV				
Media Tensión	33 kV	187.168	92.693		279.861
	25 kV				
	20 kV				
	15 kV				
	6 kV				
	3 kV				
Baja Tensión	380 V	256.944	203.319		460.263
Total		466.213	300.050	945	767.208

Fuente: Elaboración propia a partir de la información de todos los operadores de redes de distribución y transporte.

Tabla 2. Distribución de las redes eléctricas españolas por tensiones y tipologías

4. Indicadores de resiliencia relevantes para las redes eléctricas

4.1. Propuesta de indicadores y su evaluación en las redes españolas

Para continuar con la caracterización de la resiliencia climática de la red eléctrica, en este apartado se propone un conjunto de indicadores desde el Grupo de Trabajo. Esta propuesta se basa en el trabajo realizado por el grupo de trabajo de Riesgos Climáticos y Adaptación de EDSO (European Distribution System Operators), presentado en el Position Paper “Climate Resilience Metrics for Electricity Grids”¹⁹. En este documento, EDSO propone una serie de métricas de resiliencia climática que permiten evaluar la fiabilidad y el rendimiento de las redes eléctricas en un entorno cambiante.

A partir de este trabajo, se han seleccionado una serie de indicadores de interés específicos para nuestro estudio, con el fin de medir la resiliencia y el impacto del cambio climático sobre las redes de distribución en España. Para cada uno de los indicadores seleccionados, se proporciona el dato agregado de los operadores de red eléctrica en España, con el objetivo de conocer el punto de partida actual en el que nos encontramos.

Estos indicadores nos permitirán tener una visión más clara de la capacidad de adaptación y la fiabilidad de las redes eléctricas frente a los fenómenos climáticos extremos, facilitando la identificación de áreas de mejora y el desarrollo de estrategias adecuadas para mitigar estos riesgos en el futuro.

En nuestro documento, abordamos la necesidad crucial de introducir métricas de resiliencia climática en las redes eléctricas, complementando así las métricas tradicionales de fiabilidad. Mientras que la fiabilidad se centra en eventos frecuentes y de impacto promedio, la resiliencia se ocupa de eventos severos y raros, como los desastres naturales, que no pueden ser modelados por las métricas de fiabilidad tradicionales. La resiliencia es esencial para mantener el rendimiento de la red eléctrica bajo condiciones extremas y para asegurar una recuperación rápida después de un evento adverso.

Descripción de los Indicadores:

- **Robustez:** Se refiere a la capacidad de los sistemas para resistir fuerzas de desastre sin una degradación significativa del rendimiento. Los indicadores de robustez evalúan la preparación de la red para enfrentar eventos climáticos extremos.

¹⁹ E.DSO (European Distribution System Operators). 2024. Position Paper. Climate Resilience Metrics for Electricity Grids. <https://www.edsoforsmartgrids.eu/edso-publications/e-dso-position-paper-climate-resilience-metrics-for-electricity-grids/>

- Redundancia: Mide la capacidad de los sistemas para mantener la funcionalidad mediante elementos sustitutos en caso de pérdida de funcionalidad. Los indicadores de redundancia aseguran que la red tenga alternativas para mantener el servicio.
- Fiabilidad: Evalúa la capacidad de la red para operar bajo condiciones normales y frecuentes. Los indicadores de fiabilidad se centran en la gestión remota y la automatización para mejorar la eficiencia operativa.
- Respuesta y Recuperación: Se refiere a la capacidad de restaurar la funcionalidad rápidamente después de un evento adverso. Los indicadores de respuesta y recuperación miden la rapidez y efectividad de la red para volver a su estado operativo.

Estos indicadores proporcionan una visión integral de cómo nuestras redes eléctricas pueden adaptarse y responder a los desafíos climáticos, asegurando una operación continua y eficiente bajo condiciones extremas.

Robustez:

1. % de la red aérea que ha sido objeto de gestión de la vegetación:

Porcentaje del tendido eléctrico aéreo en el que se han realizado actuaciones de desbroce, poda u otras medidas para controlar la vegetación en los últimos 3 años.

2. N.º de instalaciones resilientes frente a inundaciones:

Número de emplazamientos donde se han ejecutado medidas específicas para mejorar su resiliencia frente a inundaciones.

3. % de activos con capacidad adaptativa conocida:

Porcentaje de activos de los cuales se ha evaluado su vulnerabilidad climática y las opciones para incrementar su resiliencia.

4. % (km) de la red eléctrica situada en zonas de alto riesgo de incendios forestales:

Proporción de la infraestructura de red que se encuentra en áreas identificadas con alto riesgo de incendio.

5. % de subestaciones MV/LV no enterradas

Porcentaje de subestaciones de media tensión (MV) y baja tensión (LV) que no están subterráneas, es decir, que están sobre el suelo.

Redundancia:

6. % de circuitos con configuración n-1 en salidas de media tensión (o variante más resiliente con redundancia)

Proporción de circuitos de media tensión que disponen de una arquitectura redundante que permite mantener el suministro incluso ante una avería. Nota: la red de transporte cumple con el criterio (n-1) (considerando la definición del PO 1.1²⁰).

7. % de transformadores en subestaciones primarias de alta tensión con capacidad de sobrecarga disponible:

Porcentaje de transformadores que disponen de margen adicional para soportar sobrecargas en situaciones críticas.

En el caso específico de la red de transporte se proponen los siguientes indicadores:

- % de la red de 400 kV con capacidad de transformación en las que existen 2 o más transformadores (400/220 o 400/132). En el caso de los transformadores de 400/132 kV, % de subestaciones en las que exista transformación entre la subestación de 220 kV y 132 kV.
- % de subestaciones de configuración de barra simple frente al total de subestaciones de la red de transporte. (Mayor redundancia si este valor es más bajo)

Fiabilidad:

8. % de centros de transformación urbanos de MT/BT con telecontrol:

Porcentaje de transformadores que disponen de margen adicional para soportar sobrecargas en situaciones críticas.

Recuperación:

9. % de líneas con sistemas de localización de fallos, aislamiento y restauración del servicio (FLISR) de forma automática:

Este indicador puede tener mucha variabilidad, en función de los criterios de explotación de cada gestor de red, esto, es, localización y aislamiento de forma automática y reposición manual o automática.

²⁰ Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 2016. Resolución de 5 de abril de 2016, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación del sistema eléctrico 1.1 "Criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico". https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2016-3275

En el caso de la red de transporte y conforme a la regulación vigente (criterios generales de protección, todos los elementos disponen de sistemas de protección que detectan los defectos (cortocircuitos) y aíslan los elementos afectados abriendo los interruptores correspondientes de forma automática. Del mismo modo, todas las posiciones de línea disponen de localizadores de falta.

10. % de Reclosers/(Telecontroles) en líneas MT

Un elevado porcentaje de las líneas en MT tienen reenganche automático en cabecera.

Además, conforme a lo indicado en la regulación, todas las líneas de la red de transporte (RdT) disponen de la función de reenganche automático (a excepción de algunos casos, como pueden ser cables soterrados, submarinos, el reenganche no está habilitado). La totalidad de las subestaciones de la RdT disponen de sistemas de control centralizados con duplicidad de vías de comunicación y redundancia de equipos a nivel de equipos de cabecera de subestación (CCS; comunicación con despacho)

Redundancia:

11. % de subestaciones primarias con comunicaciones duales

Porcentaje de equipos esenciales que disponen de redundancia en las comunicaciones para garantizar su operatividad durante eventos adversos.

En el caso particular de los centros de transformación (subestaciones secundarias) la dualidad generalmente viene garantizada por la utilización de comunicaciones móviles radio a través de un equipo que trabaja con dos operadores públicos.

En el caso de la red de transporte, el 99% de las subestaciones cumple con 2C, doble vía de comunicación independiente. Del mismo modo, los sistemas de protección están compuestos por dos equipos para asegurar la disponibilidad de la función protectora (redundancia), incluyendo dobles fuentes de alimentación en corriente continua, etc.

La siguiente tabla recoge los valores promedio obtenidos para cada uno de los indicadores elegidos por el Grupo de Trabajo, aplicados a las redes de distribución en España. Estos indicadores permiten evaluar el grado actual de robustez, redundancia, fiabilidad y capacidad de recuperación frente a eventos climáticos extremos. Los datos agregados reflejan el nivel de implementación de medidas adaptativas y tecnológicas por parte de los distribuidores, ofreciendo una visión global del punto de partida en materia de resiliencia climática.

Nº	Indicador	Valor Promedio
1	Gestión de la Vegetación	40-100%
2	Resiliencia a Inundaciones	N/D
3	Adaptación climática	35%-40%
4	Riesgo de incendios	20%-30%
5	Centros transformación aéreos	90%-95%
6	Circuitos MT con redundancia	90%-95%
7	Capacidad Transformadores AT	95%-100%
8	Automatización en Centros de Transformación	25%-35%
9	Control ADMS/FLISR	0%-75%
10	Recuperación de Red	75%-85%
11	Comunicaciones Duales	95%-100%

Tabla 3. Resultados de indicadores de resiliencia agregados

Del análisis de los resultados se aprecia que las redes de distribución en España tienen aún un camino importante por recorrer hasta estar suficientemente preparadas para afrontar fenómenos climáticos extremos. Se observan grandes avances en aspectos estructurales, como la gestión de vegetación y la protección frente a incendios. En general, en puntos como la resiliencia ante inundaciones se observa que no se disponen de datos suficientes que permitan evaluar las actuaciones realizadas. La no existencia de estos indicadores no significa que no se hayan tomado medidas para estar preparados, como se recoge en el apartado 7 de este documento. Para mejorar la recopilación y estandarización de esta información, en este documento se proponen indicadores y metodología específicas que permitan evaluar las medidas implementadas para aumentar la resiliencia.

Por otra parte, si bien la redundancia presenta valores elevados en configuraciones n-1 y comunicaciones duales, lo que aporta cierta robustez ante contingencias, estas medidas no son suficientes para garantizar la continuidad del servicio en escenarios de desastre. En cuanto a la fiabilidad un 25 % a 35 % de los centros de transformación urbanos están dotados de telecontrol. Se ha de tener presente que no tiene sentido automatizar la gestión remota en exceso, y aunque este indicador es mejorable, el objetivo no ha de ser alcanzar un 100% en cuanto a este indicador.

La recuperación tras eventos adversos es otro punto crítico: la implantación de sistemas FLISR varía entre el 0 % y el 75 %, evidenciando una falta de homogeneización y potenciales carencias para garantizar una reposición rápida del servicio.

En definitiva, se identifican evidentes fortalezas en aspectos como la capacidad de sobrecarga de los transformadores y en la redundancia de comunicaciones, y posiblemente valores no tan elevados en aspectos como automatización, digitalización y planificación frente a riesgos climáticos (siempre teniendo presente que no para todos los indicadores el objetivo deseable a alcanzar es del 100%). Los operadores han realizado fuertes inversiones en los últimos años en digitalización y automatización que han evidenciado una tendencia a la reducción generalizada de la duración de las interrupciones y una eficaz respuesta ante grandes eventos climáticos como tormentas, DANAs, etc. En todo caso, ante un escenario evidente de crecientes riesgos climáticos y eventos extremos cada vez más frecuentes, es interesante reforzar la adaptación y monitorizar la evolución de los indicadores puede aportar una visión interesante acerca de los avances en este sentido.

4.2. Otros planteamientos para la definición de indicadores de resiliencia

El apartado anterior se ha presentado una propuesta de indicadores de resiliencia que busca servir de herramienta para la evaluación de la resiliencia global de las redes de distribución. No obstante, existen múltiples planteamientos que se pueden seguir a la hora de proponer indicadores de resiliencia dependiendo del enfoque y la necesidad. En este apartado se presentan otros métodos con el objetivo de mostrar la diversidad de enfoques existentes actualmente.

En primer lugar, en España, la calidad del suministro eléctrico se ha medido históricamente mediante dos indicadores regulados: TIEPI (Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada) y NIEPI (Número de Interrupciones Equivalente de la Potencia Instalada). Estos parámetros son medidos por todas las empresas distribuidoras y deben calcularse tanto con eventos extraordinarios como sin ellos, lo que permite diferenciar el impacto de fenómenos excepcionales sobre la continuidad del servicio.

El TIEPI refleja el tiempo medio de interrupción ponderado por la potencia instalada que resulta esencial para evaluar la fiabilidad de la red y su capacidad de recuperación ante incidencias, incluidas las derivadas de condiciones climáticas extremas.

El actual marco retributivo español establece un sistema de incentivos ligado a estos indicadores. Las distribuidoras que mejoran la calidad del suministro respecto a los objetivos fijados pueden recibir incentivos económicos. Este mecanismo busca garantizar una mejora continua en la robustez y resiliencia de las redes.

En el contexto del cambio climático, la correcta medición y análisis de TIEPI y NIEPI²¹ — considerando escenarios con y sin eventos extraordinarios— se convierte en una herramienta clave para identificar vulnerabilidades, priorizar inversiones y diseñar estrategias que reduzcan el impacto de fenómenos extremos sobre la red eléctrica.

Por otra parte, tradicionalmente se ha vinculado la fiabilidad con la resiliencia. Y se ha considerado la utilización de otros índices. En el caso de las redes de distribución, los principales índices de fiabilidad son:

1. SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)
Índice de Frecuencia Promedio de Interrupciones del Sistema. *Mide el número promedio de interrupciones que experimenta un usuario en un sistema eléctrico durante un período determinado.*
2. SAIDI (System Average Interruption Duration Index)
Índice de Duración Promedio de Interrupciones del Sistema. *Indica el tiempo promedio (en minutos u horas) que un usuario está sin servicio eléctrico durante un período determinado.*
3. CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index)
Índice de Frecuencia Promedio de Interrupciones por Cliente. *Calcula cuántas veces, en promedio, los clientes afectados experimentan interrupciones en el servicio.*
4. CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index)
Índice de Duración Promedio de Interrupciones por Cliente. *Mide el tiempo promedio que dura una interrupción para los clientes que han sido afectados.*
5. ASUI (Average Service Unavailability Index)
Índice Promedio de Indisponibilidad del Servicio. *Representa el porcentaje de tiempo en que el servicio eléctrico no está disponible para los usuarios.*

²¹ En la propuesta de circular para la nueva metodología de retribución en el periodo regulatorio 2026-2031 el indicador NIEPI deja de computar para el cálculo del incentivo de calidad.

6. AENS (Average Energy Not Supplied)

Energía Promedio No Suministrada. Indica la cantidad promedio de energía (en kWh o MWh) que no se ha suministrado debido a interrupciones en el sistema.

Estos últimos índices suelen tener un enfoque en los consumidores y en ocasiones es difícil su obtención.

En paralelo, con el avance y la necesidad de evaluar y cuantificar la resiliencia de los sistemas, investigadores del campo han realizado propuestas para poder realizar dicha tarea diferenciándose del concepto de fiabilidad. Panteli et al.²² proponen calcular la resiliencia desde el punto de vista operacional e infraestructura. Calculan 4 métricas dependiendo de la fase de ocurrencia del evento, llamado FLEP del griego $\Phi\Lambda\epsilon\pi$; el cuál se define del siguiente modo: *Quan rápido* (Φ) y *quan bajo* (Λ) resiliencia en *Fase I caen*, *cuan largo* (E) es el pos-evento en operación degradada (*Fase II*) y *cuan pronto* (π) la red recupera su estado inicial (*Fase III*). Dichas fases y estados se ven representados en la Figura 1.

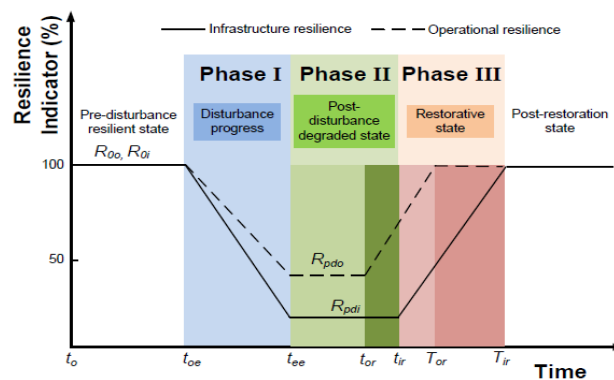


Figura 1. Fases para evaluación de resiliencia en el sistema

Cabe indicar que dichas métricas se han presentado y se cuantifican de manera diferenciada considerando la operación y la infraestructura (componentes); debido a que el fallo/caída de 1 componente puede no conllevar problema en la operación, pero sí impacta en la capacidad de “resistencia” del sistema eléctrico.

Los índices presentados anteriormente se calculan de la siguiente manera:

²² M. Panteli, P. Mancarella, D. N. Trakas, E. Kyriakides y N. D. Hatziaargyriou, 2017. Metrics and Quantification of Operational and Infrastructure Resilience in Power Systems https://pure.manchester.ac.uk/ws/files/55862545/Manuscript_TPWRS_01209_2016_final_pdf.pdf

Métrica	Expresión matemática		Unidad de Medida	
	Operacional	Infraestructura	Operacional	Infraestructura
Φ	$\frac{R_{pdo} - R_{0o}}{t_{ee} - t_{oe}}$	$\frac{R_{pdi} - R_{0i}}{t_{ee} - t_{oe}}$	MW/horas	Número de líneas* abiertas/horas
Λ	$R_{0o} - R_{pdo}$	$R_{0i} - R_{pdi}$	MW	Número de líneas* abiertas
E	$t_{or} - t_{ee}$	$t_{ir} - t_{ee}$	Horas	Horas
Π	$\frac{R_{0o} - R_{pdo}}{T_{or} - t_{or}}$	$\frac{R_{0i} - R_{pdi}}{T_{ir} - t_{ir}}$	MW/horas	Número de líneas* recuperadas/horas
Area	$\int_{t_{oe}}^{t_{or}} R_{op}(t) dt$	$\int_{t_{oe}}^{t_{ir}} R_i(t) dt$	MW x horas	(Número de líneas* en servicio) x horas

Tabla 4. Otros índices de resiliencia y sus expresiones y unidades

*Número de líneas puede representar otros equipos.

5. Metodologías para el cálculo de riesgos e impactos

A lo largo del documento se ha puesto de manifiesto que actualmente no existen indicadores de resiliencia estandarizados para la cuantificación y evaluación de la resiliencia de las redes eléctricas. Tampoco existe una metodología estandarizada para la evaluación de riesgos derivados de eventos climáticos extremos en redes de distribución eléctrica. No obstante, se han desarrollado diferentes líneas de trabajo debido al creciente interés y la importancia de esta materia.

Entre otros, desde la OECC, Oficina del cambio climático, se ha elaborado la ERICC²³ (Evaluación de Riesgos e Impactos derivados del Cambio Climático en España), que constituye el primer análisis integral a escala nacional para identificar y caracterizar los riesgos asociados al cambio climático en nuestro país. Asimismo, existe la evaluación de riesgos europea, EUCRA (European Climate Risk Assessment)²⁴, en la que se mencionan los riesgos específicos para el sector energético. En el caso de la ERICC, identifica y analiza los riesgos derivados del cambio climático en 14 sectores incluidos en el Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático, entre los que se encuentra el sector de la energía. Dentro del análisis se introducen doce riesgos relevantes y tres riesgos claves, así como un análisis de riesgos complejos, que muestra las interrelaciones entre los riesgos de los distintos sectores con el objeto de reflejar cómo los riesgos en un sector pueden estar vinculados con otros, propagándose los efectos.

Lo que no se ha encontrado en la literatura es una metodología que permita determinar cuáles son los activos individuales que se encuentran en mayor riesgo y el impacto que puede tener su pérdida en la calidad del servicio. Recientemente, e-distribución, en colaboración con TecNALIA, ha elaborado un estudio que busca disponer de una metodología para evaluar los riesgos climáticos, en concreto inundaciones, con el objetivo de extrapolarla a otros riesgos. Esta metodología pretende identificar, por un lado, el riesgo individual al que están expuestos los activos, considerando su vulnerabilidad y amenaza; y, por otro lado, el impacto y las consecuencias que la pérdida de estos activos, debido a fenómenos climáticos adversos, puede tener en la calidad del servicio.

A continuación, se detalla el proceso metodológico empleado para la evaluación de riesgos en el estudio comentado anteriormente, describiendo cada una de las fases que componen el análisis

²³ Fundación Biodiversidad y Oficina Española de Cambio Climático, 2017. Evaluación de Riesgos e Impactos derivados del Cambio Climático en España (ERICC-2025). <https://ericc.adaptecca.es/>

²⁴ European Environment Agency, 2024. European Climate Risk Assessment. <https://www.eea.europa.eu/en/analysis/publications/european-climate-risk-assessment>

y la forma en que se integran las distintas fuentes de información y herramientas utilizadas en el estudio.

Comenzando por la definición de riesgo, en los últimos años, y especialmente a partir de la difusión del Quinto Informe de Evaluación del IPCC, el concepto de riesgo ha pasado a ocupar una posición clave en el diseño de estrategias de adaptación frente al cambio climático. Conforme a este planteamiento, el riesgo es un concepto que integra el peligro o amenaza (es decir el fenómeno climático que amenaza el sistema), la exposición, es decir el grado en el que nuestro sistema y elementos se encuentran expuestos o ubicados en zonas donde el peligro puede afectarles) y la vulnerabilidad, que incluye conceptos como la vulnerabilidad (relaciones entre nuestro sistema y la amenaza) y capacidad adaptativa (capacidad para ajustarse a cambios en la amenaza).

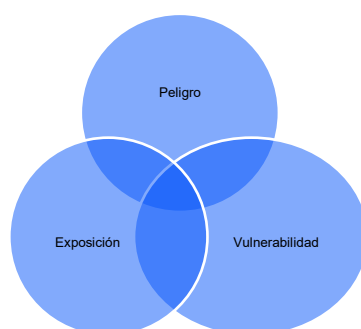


Figura 2. Fases para evaluación de resiliencia en el sistema

Antes de este cambio de paradigma, la vulnerabilidad tenía un protagonismo mayor, desempeñando un papel central en el Cuarto Informe de Evaluación del IPCC. En la imagen siguiente se comparan estos planteamientos, así como el concepto de riesgo empleado en otras disposiciones como la norma ISO 31000²⁵ o la Directiva relativa a la resiliencia de las entidades críticas²⁶.

²⁵ ISO. [ISO 31000:2018\(es\). Gestión del riesgo — Directrices.](#)

²⁶ Unión Europea. [Aumentar la resiliencia de las entidades críticas.](#)

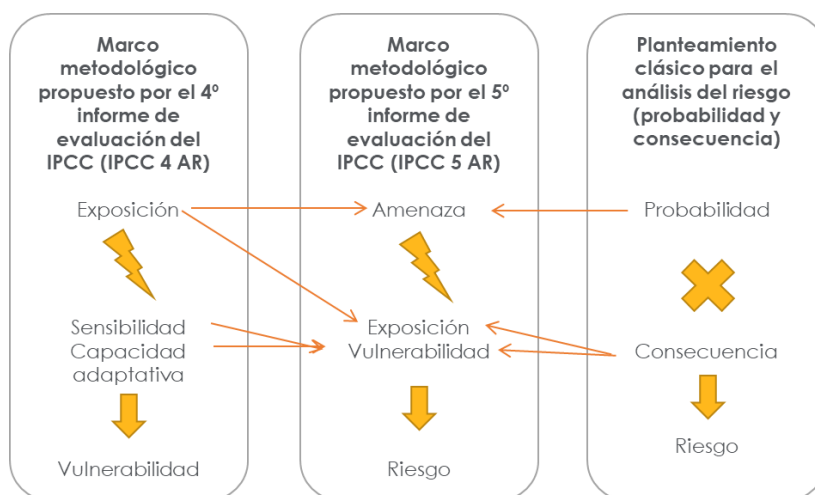


Figura 3. Comparación entre diferentes aproximaciones para el análisis de vulnerabilidad y riesgo.

Además, el análisis de riesgos bajo estos planteamientos juega un papel clave en la implementación de las disposiciones establecidas por regulaciones de nueva reciente aparición como la Taxonomía Europea de Actividades Sostenibles²⁷, la Directiva sobre información corporativa en materia de sostenibilidad y sus actos delegados²⁸, etc.

El análisis de riesgos puede abordarse desde diferentes planteamientos en función de la información y recursos disponibles. Si bien un análisis detallado de tipo cuantitativo puede aportar los mayores beneficios, este no siempre es posible, por lo que múltiples publicaciones destacan el interés de aplicar planteamientos cualitativos o híbridos²⁹ (que combinan aspectos determinados cuantitativamente con otros analizados cualitativamente).

El Sexto Informe del IPCC³⁰, mantiene el foco y la aproximación en el concepto de riesgo. No obstante, hace una mayor incidencia en la importancia de los riesgos en cascada y combinados, es decir, en como los riesgos presentan interacciones entre sí. Hay diferentes documentos que insisten en la importancia de analizar este planteamiento, siendo posible destacar por su impacto académico el artículo de Simpson y colegas³¹, y, desde un punto de vista más aplicable al contexto de este análisis la Guía para la Evaluación de los Riesgos Asociados al Cambio Climático³², del MITECO. El diagrama siguiente, incluido en el 6º Informe de Evaluación del Grupo de Trabajo II del IPCC (AR6), representa como el riesgo es el resultado de las interacciones entre sus diferentes

²⁷ Climate Adapt. [Tools. Brújula de la taxonomía de la UE.](#)

²⁸ Comisión Europea. [Actos de ejecución y actos delegados - Directiva sobre información corporativa en materia de sostenibilidad.](#)

²⁹ GIZ y UNDRR, 2021: [Technical Guidance on Comprehensive Risk Assessment and Planning in the Context of Climate Change.](#)

³⁰ IPCC, 2022: Climate Change 2022: [Impacts, Adaptation, and Vulnerability. Contribution of Working Group II to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change](#)

³¹ Simpson et al., 2021: [A framework for complex climate change risk assessment](#)

³² Guía para la Evaluación de los Riesgos Asociados al Cambio Climático

componentes: peligro, vulnerabilidad y exposición, y como los riesgos pueden interaccionar dando lugar a efectos agregados y en cascada.

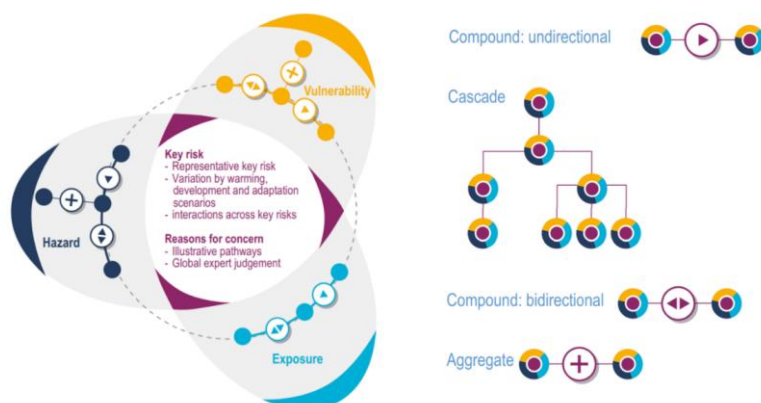


Figura 4. Diagrama conceptual sobre los componentes del riesgo e interacciones entre diferentes riesgos.

Si se pone el foco en el análisis de la infraestructura eléctrica, se observa que han surgido diversas aproximaciones metodológicas orientadas a la evaluación del riesgo. En la mayoría de los casos, estas estrategias adoptan enfoques híbridos que permiten establecer una clasificación del nivel de riesgo asociado a cada infraestructura o activo. Estos enfoques combinados resultan particularmente útiles en contextos donde la evaluación del riesgo presenta una elevada complejidad. En general, este tipo de metodologías combinan modelos espaciales de carácter cuantitativo, sistemas semicuantitativos basados en indicadores y aproximaciones cualitativas que emplean narrativas para describir situaciones de riesgo.

La adopción de estas estrategias mixtas para el análisis de riesgos responde a la dificultad de medir de manera precisa y uniforme todos los factores de riesgo en cada contexto específico, debido a la diversidad de condicionantes que pueden intervenir en cada caso.

Otro de los factores clave es la disponibilidad y curación previa de los datos. Este desafío es particularmente evidente en el análisis de infraestructuras eléctricas, las cuales presentan características específicas que influyen directamente en su susceptibilidad frente a las inundaciones. Además, este tipo de infraestructuras suele estar sujeto a restricciones de acceso a información sensible, lo que dificulta la obtención de datos detallados para un análisis exhaustivo. Por tanto, ya que la evaluación del riesgo derivado de la interacción entre la exposición a determinadas amenazas y la vulnerabilidad de la infraestructura requiere metodologías adaptada a ciertas limitaciones. Por ello, en este estudio, se adopta una aproximación semicuantitativa que permite establecer ponderaciones basadas en indicadores, lo que facilita una estimación más precisa del riesgo a partir del grado de vulnerabilidad y amenaza

identificado. Este planteamiento está alineado con la metodología propuesta por agentes como EPRI³³.

Cabe destacar también que los manuales y guías para abordar la adaptación a los riesgos climáticos presentan un planteamiento cíclico^{34 35}, en el que, tras un análisis de riesgos, se seleccionan y ejecutan las medidas prioritarias, repitiendo tras ello el análisis de riesgos para evaluar los resultados y seleccionar nuevas acciones. Con esta visión iterativa en mente, la metodología propuesta tiene vocación de ser mejorada a medida que nuevos datos e instalaciones sean recopilados e incorporados al análisis.

Considerando la información disponible y todas las fuentes metodológicas anteriormente comentadas, se ha abordado un análisis de riesgos con un planteamiento secuencial que comprende:

1. El análisis de riesgo sobre activos individuales como apoyos, centros de transformación, subestaciones. Este riesgo considera la probabilidad de que el activo se inunde (según la presencia en las zonas inundables cartografiadas por el MITECO) y las previsibles consecuencias sobre el mismo, en función de sus características.
2. Análisis de las consecuencias a nivel del servicio. Este análisis se realiza a nivel de líneas para la media tensión, o de las subestaciones para la alta tensión. Busca evaluar las consecuencias desde la perspectiva de una afectación no solo a la propia infraestructura, sino también en el servicio prestado. Tienen en consideración factores como la realimentación de las líneas, etc.

³³ EPRI (2024). [Asset Vulnerability Assessments: Considerations and Resources](#)

³⁴ Climate Adapt: [The Adaptation Support Tool](#)

³⁵ Feliu, E., García, G., Gutiérrez, L., Abajo, B., Mendizabal, M., Tapia, C., Alonso, A. (2015). [Guía para la elaboración de Planes Locales de Adaptación al Cambio Climático](#). Oficina Española de Cambio Climático. Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente.



Figura 5. Etapas del análisis de riesgos

5.1 Cálculo del riesgo individual

El cálculo del riesgo individual se compone de la multiplicación del valor de amenaza por el valor de vulnerabilidad. Se normaliza el indicador en un índice de 1 a 2 para poder categorizar el elemento según una clasificación de riesgo cualitativa en base a la siguiente fórmula:

$$\text{Valor de riesgo normalizado} = 1 + \frac{(\text{Valor original} - \text{Mínimo}) * (2 - 1)}{\text{Máximo} - \text{Mínimo}}$$

Donde:

- Valor Original: es el valor de Vulnerabilidad * Amenaza.
- Mínimo: es el valor mínimo del conjunto de datos.
- Máximo: es el valor máximo del conjunto de datos.

Esta fórmula transforma el valor original en un valor dentro del rango [1, 2], manteniendo la proporcionalidad con respecto al rango de los valores originales. El proceso toma el valor original, lo ajusta para que encaje entre el mínimo y máximo del conjunto de datos, y luego lo escala dentro del nuevo rango de 1 a 2. La diferencia entre el máximo y mínimo original se "comprime" al intervalo deseado, manteniendo la distribución relativa de los valores en el nuevo rango. La definición de riesgo cualitativo se compone de las siguientes categorías: de 1 a 1,2 Muy Bajo; de 1,2 a 1,4 Bajo; de 1,4 a 1,6 Medio; de 1,6 a 1,8 Alto y de 1,8 a 2 Muy Alto.

Para calcular el riesgo individual, se necesita entonces la evaluación de vulnerabilidad y amenaza que se presenta a continuación.

5.1.1 Evaluación de vulnerabilidad

El primer paso, es tener identificados y catalogados los elementos que integran la red eléctrica de distribución en cada zona. Es fundamental analizar cuáles de ellos podrían verse comprometidos en caso de que la amenaza se materialice, tomando como referencia los escenarios de inundación establecidos.

El objetivo principal es evaluar el daño potencial que estos eventos podrían causar a las infraestructuras eléctricas críticas y determinar, en función de sus características, su capacidad de resistencia. Para ello, se ha llevado a cabo una catalogación de la red, clasificando sus componentes en diferentes categorías (1-5). A cada elemento se le ha asignado una puntuación de vulnerabilidad, teniendo en cuenta diversas variables que influyen en su nivel de exposición y susceptibilidad ante las inundaciones. Esta puntuación sigue diferentes reglas metodológicas.

- En un primer momento desde TecNALIA se han asignado puntuaciones con criterio experto.
- Tras ello, diferentes unidades del DSO asignan puntuaciones con criterio experto en una encuesta. En ella, miembros de la organización (de cada una de las áreas valoraron del 1 al 5 (menor a mayor vulnerabilidad) cada elemento y material.
- En los elementos donde la puntuación promedio ponderada por el DSO y la de TecNALIA coincide se asigna ese número. Por ej.: un elemento que para TecNALIA tiene un 2 de vulnerabilidad y también para DSO, se asigna un 2.
- En los elementos donde las puntuaciones difieren más de 1 punto, se considera la puntuación indicada por el DSO al entender que tienen mayor conocimiento al ser los gestores de la red. La puntuación del DSO tiene un peso del 60% y la de TecNALIA un 40%.

5.1.2. Evaluación de la amenaza

Para evaluar la amenaza de inundación se usan dos variables distintas. La primera, la inundación fluvial y la segunda la marítima. La infraestructura eléctrica es susceptible a los efectos de eventos de inundación, ya que la exposición al agua puede ocasionar daños cuando entra en contacto con equipos activos. Este tipo de eventos puede dar lugar a fallos como la apertura involuntaria de protecciones, deterioro de componentes de la infraestructura e incluso daños irreversibles que interrumpen el suministro de electricidad, afectando directamente a los ciudadanos y a los servicios urbanos. En un escenario menos grave, los daños podrían limitarse a algunos activos menores, permitiendo desviar el suministro sin mayores complicaciones. Sin embargo, en un escenario más extremo, las inundaciones podrían extenderse a una parte

significativa de la red, causando cortes de suministro en áreas que inicialmente no estaban bajo el impacto directo del agua.

El estudio de inundación fluvial y costera se basa en las manchas de inundación obtenidas del Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico³⁶. Se subdivide en espacios con tiempos de retorno³⁷ y se asigna una puntuación de amenaza en base a la probabilidad de ocurrencia. Si un elemento tiene varios tiempos de retorno asociados tanto de fluvial (T) como costera (Q) se suman sus puntuaciones.

Tiempo retorno	Años	Probabilidad	Puntos (T500=1)
T500	500	0,002	1
T100	100	0,01	5
T50	50	0,02	10
T10	10	0,1	50
Q500	500	0,002	1
Q100	100	0,01	5

Tabla 5. Puntuaciones de amenaza en base a tiempos de retorno de inundación fluvial (T) y marítima (Q).

5.2 Cálculo de riesgo desde la perspectiva del servicio: Media Tensión

En este apartado se describe, el análisis de riesgo destinado a cuantificar el impacto en las líneas de media tensión (MT) en caso de inundación. Se han elaborado dos escenarios de impacto, que se describen a continuación.

5.2.1. Escenario 1: Pérdida de centros de transformación de manera individualizada

Suponemos que una línea MT de la que cuelgan varios centros de transformación (CT) atraviesa una zona inundable, y varios de sus CT se encuentran ubicados en esa zona. En este escenario, se asume que se pierden únicamente los centros de transformación de esa línea que están en riesgo de inundación, quedando aquellos que no están en zona inundable pero conectados a la misma línea, funcionando.

³⁶ MITECO. [Sistema Nacional de Cartografía de Zonas Inundables](#)

³⁷ Se refiere al período de tiempo esperado entre la ocurrencia de eventos de una determinada magnitud o intensidad. Es el intervalo de tiempo promedio que transcurre entre la ocurrencia de eventos de igual o mayor magnitud en una región específica. Por ejemplo, un evento con un tiempo de retorno de 100 años no significa que ocurrirá exactamente cada 100 años, sino que es el promedio de la frecuencia con la que ese evento podría ocurrir, basándose en datos históricos y probabilísticos. Cuanto mayor es el tiempo de retorno, menos frecuente será el evento.

Se propone analizar este riesgo como combinación de su probabilidad, representada por el riesgo calculado previamente para los CT de cada línea; por las consecuencias (impacto sobre el servicio), representada por la potencia de los centros en zona inundable multiplicados por un factor corrector que se detalla más a continuación.

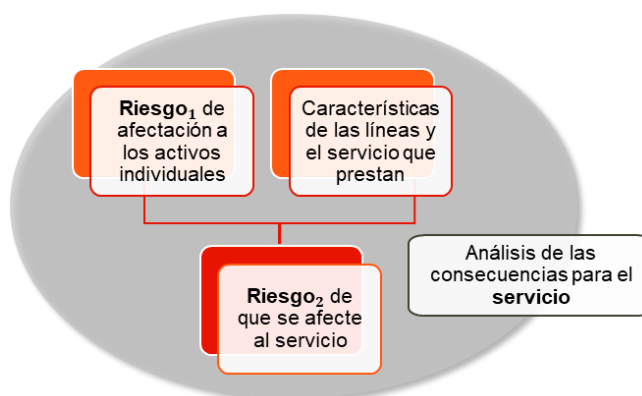


Figura 6. Planteamiento para el análisis de riesgo de la pérdida de CT individualmente.

Cálculo de la probabilidad: Los puntos de riesgo asociados a cada línea se han obtenido sumando los puntos de riesgo de todos los CT en esa línea que están en zona inundable, con los datos procedentes del análisis de riesgo de CT individuales (fase anterior expuesta en el apartado 5.1). De esta forma, se podrían ordenar las líneas de mayor a menor probabilidad de que alguno de sus CT se vea afectado por inundaciones.

$$\sum_{i=0}^{i=n} \text{Puntos de Riesgo}_1 \text{ CT}_i, \text{ siendo } n \text{ el número total de CT en zona inundable}$$

Cálculo del impacto: Para calcular el impacto de una forma más ajustada a la realidad, se ha ponderado mediante el cociente potencia máxima registrada en la línea respecto de la potencia total instalada, multiplicado por la suma de la potencia total de los CT en riesgo.

$$\text{Impacto (kW)} = \text{Potencia Total CT en riesgo (kW)} \times \frac{\text{Pot LMT (kW)}}{\text{Pot Total CT Instalada (kW)}}$$

Cálculo del riesgo: Para valorar no solo la probabilidad, sino también el impacto en cada línea se ha multiplicado la probabilidad por la consecuencia, de modo que se obtiene un riesgo del evento analizado, y posteriormente, se normaliza.

$$\text{Riesgo}_2 = \text{Probabilidad} * \text{Consecuencia}$$

5.2.2. Escenario 2: Pérdida de servicio integral en las líneas de media tensión

En este escenario se asume que se pierde el servicio de toda la línea, por lo tanto, se pierden todos los CT de esa línea, tanto los que están en riesgo de inundación como los que no. Todos dejarían de atender a los puntos de suministro que dependen de ellos.

Planteamiento para el análisis: se plantea analizar este riesgo como combinación de su probabilidad, representada por el riesgo calculado previamente, tanto para los CT de cada línea, como de los puntos de apoyo (aminorado en una relación de 1:10 frente a los CT) por las consecuencias, representada por la potencia de la línea sin capacidad de realimentación.

$$Riesgo_2 = Probabilidad * Consecuencia$$

Cálculo de la probabilidad: La probabilidad para cada línea se calcula, por un lado, a partir de los puntos de riesgo de los activos individuales de la línea, sumando los puntos de riesgo de todos los CT en riesgo de esa línea, con los datos procedentes del análisis de riesgo de CT individuales. Por otro lado, sumando los puntos de riesgo de todos los apoyos en riesgo de esa línea, con los datos procedentes del análisis de riesgo de los apoyos individuales, obteniendo así un indicador de probabilidad.

Se considera que cuantos más puntos de riesgo sume una línea en sus activos individuales (es decir, en sus CT y apoyos):

- Más probabilidad hay de que haya un daño físico que interrumpa la línea.
- Más probabilidades hay de que una posible retroalimentación desde otra línea no se pueda realizar por estar el activo afectado.

Además, se realiza una ponderación de los puntos asignados a los apoyos de la línea puesto que se considera 10 veces más grave que se inunde un CD que se inunde un apoyo. Esta aproximación buscaría reflejar que los apoyos son más resilientes ante una inundación (tienen menos probabilidad de verse dañados) y son puntos de realimentación o maniobra más improbables que los CD.

$$Probabilidad = \sum_{i=0}^{i=N} Puntos\ de\ Riesgo_1\ CT_i + \frac{1}{10} \sum_{j=0}^{j=M} Puntos\ de\ Riesgo_1\ APY_j$$

siendo N el número total de CT en la LMT
siendo M el número total de APY en la LMT

Cálculo del impacto: La consecuencia de perder la línea completa se calculado tomando la potencia sin capacidad de realimentación, puesto que el resto se podría abastecer desde otras líneas.

$$\text{Impacto (kW)} = \text{Pot sin realimentabilidad de la LMT}$$

Cálculo del riesgo: Se obtiene multiplicando la probabilidad por el impacto y normalizando.

$$\text{Riesgo}_2 = \text{Probabilidad} * \text{Impacto}$$

5.3 Cálculo de riesgo desde la perspectiva del servicio: Alta Tensión

A modo de ejemplo, se propone el análisis del impacto que sufrirían las subestaciones de AT en caso de inundación, para lo cual se parte de la hipótesis de que, en caso de inundación, solo las subestaciones se verán afectadas. Es decir, en el caso de las líneas de AT, no se ha considerado la posibilidad de pérdida de los apoyos de AT por inundación, puesto que por sus características es complejo que los mismos se vean afectados (de nuevo, por inundación) a no ser que se den procesos erosivos severos.

Para el análisis de riesgo de las subestaciones de AT, se ha considerado un único escenario en el que, de verse afectada la subestación, se pierde el servicio total de la subestación.

Se propone analizar este riesgo como combinación de su probabilidad, representada por el riesgo calculado previamente para las subestaciones y las consecuencias de que cada subestación deje de operar, representada por la demanda estimada para el año 2030 menos la capacidad de realimentación por media tensión.

Cabe resaltar que el ejercicio se ha realiza únicamente para las SSEE que no tienen capacidad de realimentación al 100%.

Cálculo de la probabilidad: Mediante la suma de los puntos de riesgo del activo individual (las subestaciones), tal y como se describe en el apartado anterior.

$$\text{Probabilidad} = \text{Riesgo}_1 \text{ Subestación}$$

Cálculo del impacto:

$$\text{Impacto (kW)} = \text{Déficit de capacidad}$$

Cálculo del riesgo:

El riesgo se calcula multiplicando la probabilidad por el impacto, y normalizando entre 0 y 1.

$$\text{Riesgo}_2 = \text{Probabilidad} * \text{Impacto}$$

El análisis desarrollado en este capítulo pone de manifiesto la complejidad inherente a la evaluación del riesgo climático en las redes eléctricas, donde confluyen factores de vulnerabilidad, exposición y amenaza que requieren metodologías adaptadas y dinámicas. La aproximación presentada, basada en la combinación de indicadores cualitativos y semicuantitativos, constituye un primer paso hacia la sistematización del cálculo de riesgos en activos críticos y en la prestación del servicio.

Si bien los escenarios analizados (pérdida individualizada de centros de transformación, pérdida integral de líneas y afectación de subestaciones) permiten dimensionar el impacto potencial de fenómenos extremos como inundaciones, es necesario avanzar hacia modelos más integrales que contemplen riesgos combinados y en cascada.

La estandarización de estas metodologías y su integración en los procesos de planificación y operación será clave para mejorar la resiliencia del sistema eléctrico frente a un contexto climático cada vez más incierto. En este sentido, la coordinación entre gestores, organismos reguladores y entidades tecnológicas resulta esencial para evolucionar hacia herramientas que permitan anticipar, priorizar y mitigar los impactos, garantizando la continuidad y calidad del suministro eléctrico.

6 Contexto normativo sobre resiliencia climática de las redes

El objetivo de este apartado no es presentar una recopilación de todos los aspectos normativos y regulatorios existentes en el ámbito de la resiliencia de las redes eléctricas, si no un conjunto de nuevas normas y regulaciones que ofrecen oportunidades interesantes para impulsar tanto la innovación como la modernización de la red.

6.1. Nueva normativa europea de Protección de infraestructuras estratégicas

La Directiva Europea de Resiliencia, formalmente Directiva (UE) 2022/2557, establece normas para fortalecer la resiliencia de las entidades críticas en la Unión Europea, como es el caso de las redes eléctricas. El objetivo de esta Directiva es garantizar que los servicios esenciales continúen funcionando incluso en situaciones de crisis, como los desastres naturales, ciberataques o conflictos geopolíticos. Las entidades críticas han de poder reforzar su capacidad de prevención, protección, respuesta, resistencia, mitigación, absorción, adaptación y recuperación ante incidentes que puedan perturbar la prestación de servicios esenciales.

Es interesante destacar que esta norma indica que “... ha aumentado el riesgo físico derivado de las catástrofes naturales y del cambio climático, que intensifica la frecuencia y la magnitud de los fenómenos meteorológicos extremos e introduce cambios a largo plazo en las condiciones climáticas medias que pueden mermar la capacidad, la eficiencia y la vida útil de determinados tipos de infraestructuras si no existen medidas de adaptación al cambio climático.” También destaca la importancia de las interdependencias e impactos en cascada.

Algunos aspectos de especial interés de la Directiva son:

- **Identificación de entidades críticas:** Los Estados miembros deben identificar aquellas organizaciones que prestan servicios esenciales en sectores como energía, transporte, salud, agua potable y telecomunicaciones. (realizado en España desde la Ley PIC)
- **Evaluación de riesgos:** Se exige que las entidades críticas realicen evaluaciones periódicas de riesgos y adopten medidas para mitigar posibles amenazas. (hasta la fecha tan sólo en materia de seguridad)
- **Planes de resiliencia:** Las entidades deben desarrollar estrategias para garantizar la continuidad de sus operaciones en caso de crisis.
- **Cooperación y supervisión:** Se fomenta la colaboración entre los Estados miembros y la Comisión Europea para mejorar la seguridad y la resiliencia a nivel comunitario.

Esta directiva reemplaza la anterior Directiva 2008/114/CE, que se centraba exclusivamente en la protección de tales infraestructuras, ampliando su alcance y fortaleciendo las medidas de protección y resiliencia. La trasposición de esta Directiva anterior en España dio lugar a la actual

ley de Protección de Infraestructuras Críticas (PIC), cuyo responsable es el Ministerio del Interior a través del Centro Nacional de Infraestructuras Críticas (CNPIC). Los Operadores designados realizarán un Plan de Seguridad del Operador y un Plan de Protección específico de cada instalación designada como Infraestructura Crítica. Los interlocutores por parte del Operador con el CNPIC, denominado “Agente de enlace”, son actualmente responsables de la Dirección de Seguridad corporativa y de Ciberseguridad.

La trasposición en España de la Directiva Europea de Resiliencia está en marcha a través de un proyecto de Ley de transposición que está en el Parlamento³⁸. Conforme a este borrador, los nuevos Planes de Resiliencia, que ya no serán exclusivamente de Seguridad y protección (física y cibernética) e “incluirá las medidas necesarias para evitar que se produzcan incidentes, valorando especialmente medidas de reducción del riesgo de catástrofes y de adaptación al cambio climático, por lo que indudablemente serán un instrumento que contribuyan a los objetivos de mejora de la resiliencia de la red que promueve Futured y este grupo.

Como conclusiones de la futura trasposición de la Directiva de Resiliencia en el caso de los Operadores de Redes eléctricas, como “entidades críticas” que proveen de “servicios esenciales” de energía, podemos indicar las siguientes:

- Los riesgos climáticos y otros derivados de posibles desastres naturales y efectos del cambio climático deberán ser contemplados expresamente en la evaluación de riesgos y medidas de resiliencia que deberán activar.
- De cara a la gestión de las interdependencias, y evitar efectos en cascada que provoquen o amplíen la interrupción del servicio de energía en las redes, deberán identificarse los elementos críticos de las instalaciones que puedan ser afectados de forma relevante por estos riesgos climáticos y naturales.
- Deberán establecerse medidas técnicas y organizativas específicas para paliar los efectos de tales riesgos climáticos y naturales, así como planes de actuación, respuesta y recuperación adecuados a estos riesgos.
- Esta evaluación de riesgos y medidas de resiliencia deberán estar coordinadas con las correspondientes evaluaciones y medidas de las áreas de Operación y Mantenimiento (resiliencia operacional) por un lado y por otro con las de Seguridad y Ciberseguridad (protección y seguridad corporativa).
- A su vez se coordinará con las estrategias del área de Personas y planes del Servicio de Prevención (prevención de riesgos laborales) en relación con la seguridad y salud laboral,

³⁸ Ministerio del interior. Anteproyecto de Ley de Protección y Resiliencia de Entidades Críticas.

tanto de los empleados propios como los de las empresas subcontratadas que ejerzan labores “esenciales”.

- Se deberán evaluar las dependencias con otros Operadores de servicios esenciales como telecomunicaciones (disponibilidad de comunicaciones voz y datos) y transporte (acceso a instalaciones), tanto en situaciones de monitorización como en respuesta a un incidente climático o natural, para incluir medidas que aseguren la resiliencia de la instalación.
- Los sistemas de información, dispositivos y equipamientos utilizados para la monitorización del estado de las instalaciones, evaluación de riesgos climáticos, sistemas de alerta y plan de actuación deberán estar protegidos de posibles ciberataques, para asegurar la fiabilidad de la información y correcto funcionamiento de los sistemas, en coordinación con el área de Ciberseguridad.
- La Ley de Protección y Resiliencia de Entidades Críticas obligará a la realización de un plan de actuaciones e inversiones para mejorar la resiliencia de aquellos elementos críticos más sensibles a los riesgos climáticos y naturales, en el contexto de una Estrategia general de Resiliencia del Operador de Líneas eléctricas esenciales.
- La Estrategia corporativa de Resiliencia conllevará a su vez una coordinación general de diferentes áreas de la empresa (Continuidad de Negocio Seguridad, Ciberseguridad, Operaciones, Mantenimiento, Personas-PRL, Riesgos climáticos) e integración de la gestión de riesgos y elaboración de los planes de actuación y resiliencia corporativos.

En su artículo 12, la Directiva establece la base para identificar riesgos derivados del cambio climático, como el aumento de la frecuencia e intensidad de eventos hidrometeorológicos (inundaciones, tormentas, olas de calor, etc.), que pueden afectar gravemente a la infraestructura crítica. La evaluación de riesgos debe ser dinámica y considerar tanto impactos directos (daños físicos) como indirectos (interrupciones en cadenas de suministro).

En el artículo 13 se establece que las entidades críticas a adoptar medidas técnicas, organizativas y de seguridad adecuadas y proporcionadas para garantizar su resiliencia, basándose en la evaluación de riesgos realizada según el artículo 12. Realizando una interpretación desde la perspectiva de las amenazas climáticas, esto implica implementar acciones específicas para reducir la vulnerabilidad ante inundaciones, tormentas y otros eventos extremos, como la mejora de infraestructuras, sistemas de drenaje, barreras físicas, planes de adaptación, protocolos de respuesta frente a estas amenazas, mejora de la capacidad de recuperación rápida ante los eventos climáticos, personal capacitado y formado ante estas amenazas, etc.

En definitiva, esta nueva directiva y su trasposición al derecho español establecen un conjunto de acciones como planes de resiliencia y otros mecanismos que contribuirán a la resiliencia de

las redes eléctricas y que pueden ser palancas para impulsar la innovación y el desarrollo tecnológico de las mismas.

6.2. Análisis y reporte de riesgos físicos

Las redes eléctricas en España están sujetas a un marco normativo robusto y en constante evolución en materia de análisis y reporte de riesgos físicos, entre los cuales se incluyen los impactos del cambio climático. Entre la normativa que desde hace años regula estos aspectos se encuentra la propia Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, Ley 8/2011 de Protección de Infraestructuras Críticas, Plan de Preparación frente a los Riesgos en el Sector Eléctrico en España³⁹, etc.

Recientemente, La CSRD (Corporate Sustainability Reporting Directive) amplía y refuerza las obligaciones de reporte de sostenibilidad para las grandes empresas, incluidas las del sector eléctrico en España. Esta directiva, que afecta desde 2025 a los principales operadores de la red, es especialmente relevante en materia de análisis y reporte de riesgos físicos, incluyendo los de origen climático e hidrometeorológico que guardan relación con este grupo de trabajo.

El CSRD exige que las empresas realicen una Evaluación de Doble Materialidad identificando cómo los problemas de sostenibilidad afectan tanto su situación financiera (materialidad financiera) como su impacto en el entorno (materialidad de impacto). Este proceso, especialmente para riesgos físicos climáticos bajo el estándar ESRS E1, es iterativo, personalizado y adaptado a las circunstancias específicas de cada empresa.

Con su entrada en vigor, esta directiva impone a los operadores de red acciones como:

- Mapear sus infraestructuras críticas y analizar su exposición a fenómenos como inundaciones o incendios.
- Reportar cómo estos riesgos pueden afectar la continuidad del suministro eléctrico.
- Describir las inversiones y medidas de adaptación (por ejemplo, refuerzo de infraestructuras, planes de contingencia, colaboración con servicios meteorológicos).
- Explicar cómo estos riesgos y medidas se integran en su estrategia empresarial y en la toma de decisiones de inversión.

Además, la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética establece que el Operador del sistema eléctrico, el Gestor Técnico del sistema gasista y la Compañía Logística de Hidrocarburos (CLH) remitirán al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico,

³⁹ MITECO. Plan de Preparación frente a los Riesgos en el Sector Eléctrico en España. <https://www.miteco.gob.es/es/energia/energia-electrica/electricidad/seguridad-de-suministro/preparacion-ante-riesgos-en-el-sector-electrico.html>

cada dos años y en el ámbito de sus respectivas competencias, un informe en el que se haga una evaluación de los riesgos y oportunidades asociados a un sistema energético descarbonizado sobre las actividades de la entidad, su estrategia y su planificación financiera..

Desarrollar estas actuaciones para las redes eléctricas, dispersas en el territorio, heterogéneas, dinámicas, etc. es indudablemente un reto de gestión superior al análisis de riesgos de otras actividades con instalaciones puntuales, menores problemas de inventariado de activos, etc.

No obstante, regula y estimula los esfuerzos de las compañías operadoras por estudiar y controlar los riesgos de la red, lo que aporta beneficios incuestionables de cara al conocimiento de amenazas, vulnerabilidades, etc. así como oportunidades para la innovación en actividades como la integración de información climática en los procesos de toma de decisiones, la aplicación de técnicas de análisis avanzadas de los riesgos, la generación de gemelos digitales, etc.

6.3. Marco de ensayos y homologación de los equipos

Los equipos de medida y control de la red (transformadores, relés, interruptores, etc.) cumplen un papel esencial en el correcto funcionamiento de la red y su resiliencia, puesto que tienen la capacidad de prevenir, detectar y absorber sobrecargas y averías.

En la actualidad, las condiciones que deben cumplir los aparatos eléctricos, incluyendo los ensayos que deben de aplicarse, vienen determinados por normas definidas de acuerdo a las necesidades del sector en cuanto a maximizar la fiabilidad del suministro. La norma internacional más extendida en este ámbito es la establecida por la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC por sus siglas en inglés), pero también existen otras normas como IEEE/ANSI, originada en EEUU y de uso común en algunos países de América y Asia, y la norma GOST de aplicación en el este de Europa y Asia Central. En el caso de España, se adapta la norma IEC mediante las normas UNE.

Estas normativas están definidas de forma que los equipos están sobredimensionados para las condiciones de entorno actuales (en base a la información de series históricas). Si bien el cambio climático puede cambiar los factores meteorológicos, se dispone de ese margen de seguridad en el corto y medio plazo siempre que las variaciones no sean muy significativas. Además, se contemplan las diferentes casuísticas que se pueden dar en diferentes lugares del mundo, incluso a niveles extremos, desde climas desérticos hasta polares.

Los factores meteorológicos influyen sobre los diferentes tipos de especificaciones de diseño para el correcto funcionamiento del equipo, incluyendo:

- Especificaciones eléctricas:
 - Si los aparatos se colocan en lugares especialmente expuestos a rayos de tensiones muy elevadas o donde se concentra una gran frecuencia de rayos al año, debe recurrirse a alternativas de diseño para garantizar que el equipo puede soportar los incrementos de tensión.
 - Otras características de la red pueden generar sobretensiones que afectan al diseño, por ejemplo: grandes oscilaciones entre generación y demanda, conexión y desconexión de renovables, maniobras de apertura y cierre o labores de mantenimiento.
 - En el caso de aparatos ubicados en zonas muy húmedas o polucionadas, así como expuestos a temperaturas extremas, la capacidad de los equipos para soportar los niveles de tensión se puede ver reducida, lo cual afecta al diseño del aislamiento dieléctrico exterior del equipo.
- Especificaciones mecánicas:
 - La acción del viento y el empuje que provoca puede ser muy relevante en instalaciones a la intemperie. Al igual que se consideran condiciones mecánicamente adversas de carácter especial, cómo las sísmicas para diseños específicos en zonas de altas exigencias, esta situación podría replicarse para regiones expuestas a vientos excepcionales.
- Especificaciones térmicas:
 - El calor producido por las pérdidas internas derivadas del funcionamiento normal del equipo debe poder disiparse al exterior sin que se produzcan daños o envejecimiento prematuro. El diseño se realiza en función de valores mínimos y máximos de temperatura ambiente. Una temperatura media diaria muy elevada influye en el diseño térmico.
 - Numerosas variables meteorológicas son susceptibles de influir en las exigencias térmicas: temperaturas extremas, elevadas precipitaciones, variaciones bruscas en la humedad o en la temperatura son circunstancias a considerar para el diseño del equipo y su comportamiento térmico.
- Especificaciones químicas y otras:

- En el caso de ambientes costeros, húmedos o fuertemente polucionados, se debe considerar la posible corrosión de las partes metálicas y emplear recubrimientos y pinturas adecuadas.
- La acción ultravioleta de los rayos solares puede afectar las resinas utilizadas en los equipos.
- La lluvia, el granizo, la nieve y el hielo pueden generar caminos conductores sobre las superficies aislantes, por lo cual su diseño debe incluir formas heterogéneas, resaltes y bajorrelieves que dificulten la formación de esos caminos.
- Las tormentas de arena erosionan los materiales que recubren los equipos, por lo cual el tratamiento de protección debe ser especial o más grueso.
- Especificaciones de compatibilidad electromagnética: en el caso de presencia de ondas oscilatorias amortiguadas, transitorios rápidos, interrupciones y caídas de tensiones, interferencia electromagnética y tensión de impulso, debe considerarse la compatibilidad electromagnética entre los equipos.

Aunque las condiciones meteorológicas en principio solo afectarían de forma directa a los equipos en emplazamientos exteriores, también es importante considerar algunas situaciones que ponen en riesgo el correcto funcionamiento de aparatos en subestaciones de interior, como por ejemplo:

- El impacto de eventos climáticos extremos, especialmente inundaciones o incendios, puede afectar a instalaciones cubiertas o a múltiples subestaciones simultáneamente, generando una mayor exigencia a los equipos de protección y control.
- La descarga eléctrica ocasionada por un rayo puede propagarse durante distancias considerables, por lo cual debe considerarse su efecto más allá de la zona de riesgo directo.

Los ensayos sobre el equipamiento eléctrico tienen la finalidad de garantizar la calidad y la fiabilidad a lo largo de su vida útil, así como de evidenciar el cumplimiento de las normativas y especificaciones del cliente. La IEC clasifica los ensayos de la siguiente forma:

- Ensayos de tipo: aquellos que prueban que el diseño cumple los requisitos obligatorios de la norma. Se aplican sobre un único representante de cada modelo, puesto que se determina que, si la fabricación y el diseño han sido similares, las características de

respuesta al ensayo también lo serán. Algunos de los ensayos de tipo realizados para comprobar la resiliencia de los equipos ante las condiciones climáticas son:

- Calentamiento: se verifica que el aislamiento no se verá deteriorado por la generación interna de calor en combinación con variaciones de temperatura o temperaturas máximas. Las normas establecen valores mínimos y máximos de temperatura ambiente e incrementos de temperatura en diferentes partes del transformador para el desarrollo de ensayos tipo.
- Tensión de impulso sobre los bornes primarios: se aplican ondas de choque para simular el efecto de rayos y comprobar que el aislamiento puede soportar las sobretensiones.
- Impulso tipo rayo cortado: ensayo para verificar cómo responde el equipo frente a esfuerzos eléctricos transitorios muy específicos que pueden generarse en la red, por ejemplo, cuando una onda de rayo rebota y se ve "cortada" por conmutaciones o defectos en la red.
- Tensión de maniobra: se aplican sobretensiones similares a las de maniobra de la red, para simular las sobretensiones derivadas de este tipo de actividades. Para equipos exteriores, se realiza bajo lluvia.
- Verificación del grado de protección de las envolventes: se comprueba que las envolventes soportan hasta cierto punto la entrada de partículas o agua, así como impactos mecánicos.
- Mecánicos: comprueba que los bornes soportan los esfuerzos mecánicos generados por diferentes causas (viento, presiones debido al peso de los conductores, etc.)
- Compatibilidad electromagnética
- Ensayos de rutina: aquellos ensayos que deben aplicarse a cada uno de los equipos para verificar su calidad y que están listos para instalar cumpliendo con las especificaciones del usuario
- Ensayos especiales: se realizan bajo acuerdo fabricante-comprador para asegurar que se cumplen requisitos no-obligatorios de la norma, generalmente derivados de condiciones de servicio distintas de las habituales.
 - Sísmico: comprueba que el equipo soporta los esfuerzos mecánicos generados por eventos sísmicos, desplazamientos de tierra, etc.

- Estanqueidad de la envolvente a baja y alta temperatura: para aquellos equipos aislados con SF₆, este ensayo verifica el grado de fugas del gas aislante en los extremos de temperatura de operación.
- Corrosión: se realiza sobre partes metálicas para comprobar su resistencia a la corrosión

Estos procedimientos han surgido para dar respuesta a las necesidades de una red de transmisión y distribución cada vez más extensa y compleja. Sin embargo, las consideraciones sobre la intensidad y frecuencia medias de los eventos climáticos que se utilizan para el diseño y los diferentes ensayos de los equipos están basadas en valores históricos. Como se ha mencionado, la normativa contempla un cierto margen de forma tal que los equipos están sobredimensionados, pero tanto los riesgos agudos como los crónicos relacionados con el clima son susceptibles de alterar esas condiciones en el largo plazo más allá de los márgenes establecidos.

Adicionalmente, la composición de la red también está experimentando cambios relevantes. La integración de generación renovable, redes inteligentes y soluciones de almacenamiento significa mayor variabilidad en cuanto a intermitencia, tensión y complejidad de la red. Por otro lado, la descarbonización también implica un crecimiento importante de la demanda de energía eléctrica y, en consecuencia, redes de transmisión y distribución más extensas.

Considerando que muchos de los aparatos tienen una vida útil superior a los veinte años, se hace necesario incorporar en los parámetros normalizados la evolución prevista de las condiciones climáticas, así como los cambios en las características de la red si se quiere disponer de una infraestructura eléctrica duradera y resiliente.

Por ello, se requiere una coordinación de los diferentes agentes involucrados en el establecimiento de normas y especificaciones liderada por las organizaciones normalizadoras con el objetivo de incorporar elementos de prospectiva sobre el cambio climático y la evolución de las redes a las exigencias de diseño y ensayos.

Por otro lado, las normativas permiten que se fijen ciertos valores en las especificaciones solicitadas a los fabricantes. Así pues, cada usuario puede incluir requisitos adicionales basados en los riesgos climáticos de un emplazamiento específico mediante ensayos especiales o condiciones de diseño más exigentes. Por ejemplo, la temperatura máxima de servicio en condiciones normales según la norma IEC es +40°C, pero UNE, al adaptar la norma, o los propios operadores en sus especificaciones pueden fijarla en +45°C u otro valor según las proyecciones climáticas locales.

6.4. Justificación y tramitación de eventos climáticos extremos

La calidad de servicio es el conjunto de características, técnicas y comerciales, inherentes al suministro eléctrico exigibles por los sujetos, consumidores y por los órganos competentes de la Administración, y está configurada por aspectos como la continuidad del suministro (relativa al número y duración de las interrupciones del suministro), la calidad del producto (relacionada con las características de la onda de tensión) y la calidad en la atención y relación con el cliente.

En cuanto a la calidad del servicio, existe normativa que regula la entrega de la información sobre calidad de servicio por parte de las empresas distribuidoras (Real Decreto 1955/2000) e indicadores que evalúan el número de interrupciones y la cantidad de usuarios que las han sufrido. También existen disposiciones que permiten que a la hora de evaluar estos indicadores sea posible tener en consideración la ocurrencia de riesgos extraordinarios.

La Orden ECO/797/2002 establece que las interrupciones del suministro eléctrico causadas por fuerza mayor pueden ser excluidas del cálculo de los indicadores de calidad del servicio, como el TIEPI, siempre que se justifique adecuadamente su origen. Para ello, es necesario que la causa de la interrupción haya sido aceptada como fuerza mayor por la Administración competente, actualmente AEMET y MeteoCat poseen estas competencias.

Se consideran causas de fuerza mayor, entre otras, los fenómenos atmosféricos extraordinarios que excedan los límites establecidos en el Reglamento de Riesgos Extraordinarios (Real Decreto 2022/1986 posteriormente sustituido por el Real Decreto 300/2004), así como las decisiones gubernativas o las actuaciones de los Servicios de Protección Civil, Policía u otros organismos autorizados. No se aceptan como fuerza mayor los fenómenos atmosféricos que se consideren habituales o normales en cada zona geográfica, según los datos estadísticos disponibles.

La clasificación de una interrupción como originada por fuerza mayor exige conservar documentación que acredite su causa. Esta puede incluir partes meteorológicas oficiales que certifiquen la excepcionalidad del fenómeno, informes firmados por organismos oficiales que hayan ordenado la interrupción, o cualquier otro documento que permita establecer la relación causa-efecto. Esta documentación debe estar disponible para auditorías externas y debe permitir verificar la trazabilidad de la incidencia.

Conforme al Reglamento del seguro de riesgos extraordinarios (Real Decreto 300/2004 y su posterior modificación por los Reales Decretos 1386/2011 y 1265/2006) los eventos de origen hidrometeorológico son los siguientes:

- Inundación extraordinaria: el anegamiento del terreno producido por la acción directa de las aguas de lluvia, las procedentes de deshielo o las de los lagos que tengan salida natural, de los ríos o rías o de cursos naturales de agua en superficie, cuando éstos se desbordan de sus cauces normales, así como los embates de mar en las costas. No se entenderá por tal la producida por aguas procedentes de presas, canales, alcantarillas, colectores y otros cauces subterráneos, construidos por el hombre, al reventarse, romperse o averiarse por hechos que no correspondan a riesgos de carácter extraordinario amparados por el Consorcio de Compensación de Seguros, ni la lluvia caída directamente sobre el riesgo asegurado, o la recogida por su cubierta o azotea, su red de desagüe o sus patios.
- Tempestad ciclónica atípica: tiempo atmosférico extremadamente adverso y riguroso producido por:
 1. Ciclones violentos de carácter tropical, identificados por la concurrencia y simultaneidad de velocidades de viento superiores a 96 kilómetros por hora, promediados sobre intervalos de 10 minutos, lo que representa un recorrido de más de 16.000 metros en este intervalo, y precipitaciones de intensidad superior a 40 litros de agua por metro cuadrado y hora.
 2. Borrascas frías intensas con advección de aire ártico identificadas por la concurrencia y simultaneidad de velocidades de viento mayores de 84 kilómetros por hora, igualmente promediadas sobre intervalos de 10 minutos, lo que representa un recorrido de más de 14.000 metros en este intervalo, con temperaturas potenciales que, referidas a la presión al nivel del mar en el punto costero más próximo, sean inferiores a 6 °C bajo cero.
 3. Tornados, definidos como borrascas extratropicales de origen ciclónico que generan tempestades giratorias producidas a causa de una tormenta de gran violencia que toma la forma de una columna nubosa de pequeño diámetro proyectada de la base de un cumulonimbo hacia el suelo.
 4. Vientos extraordinarios, definidos como aquellos que presenten rachas que superen los 120 km por hora. Se entenderá por racha el mayor valor de la velocidad del viento, sostenida durante un intervalo de tres segundos.

Ante la creciente frecuencia de estos eventos, los operadores de la red están encontrando dificultades para detectar y tener en consideración cuando se dan estas situaciones, ya que, si bien la red de monitoreo de AEMET y otros servicios meteorológicos es relativamente densa, existen amplias zonas donde no hay estación cercana representativa.

Esta situación ofrece oportunidades para mejorar la monitorización de la climatología que afecta a la red mediante el despliegue de nuevas estaciones o sensores tipo IoT de menor costes, así como para explorar mejoras del marco regulatorio y medidas de coordinación con otros agentes. Igualmente, teniendo este marco como referencia, es interesante destacar las oportunidades existentes en mejora de la incorporación de información climática y meteorológica a la gestión de activos tanto a corto (operacionalmente) como a largo plazo (con visión de planificación).

7 Casos de estudio y ejemplos

Los casos de estudio incluidos en este capítulo representan experiencias reales de aplicación de medidas de resiliencia, tanto dentro como fuera del contexto español que han sido aportadas por los constituyentes del grupo de trabajo. Se han seleccionado casos de diferentes escalas y geografías por su capacidad para ilustrar retos concretos, soluciones implementadas, aprendizajes obtenidos y potencial de replicabilidad. Estos ejemplos buscan ser una fuente valiosa de inspiración para futuras actuaciones en el sector. Los dos primeros se han considerado de especial interés por su apuesta por el uso de tecnologías avanzadas, mientras que el tercero destaca como ejemplo de colaboración y coordinación multinivel, por lo que pese a ser desarrollado fuera de España se ha considerado de interés incluirlo.

Al margen de los casos descritos a continuación, durante las diferentes sesiones de trabajo se pusieron de manifiesto numerosas acciones desarrolladas por diferentes agentes para reforzar la resiliencia y modernización de la red eléctrica.

7.1 Proyecto RESISTO (e-distribución)

7.1.1. Descripción

El proyecto RESISTO, finalizado en noviembre de 2023 y desarrollado por e-distribución, ha implementado un demostrador en el Parque Natural y Nacional de Doñana para validar las innovaciones desarrolladas en el ámbito de la red de distribución eléctrica. La elección de este lugar como escenario de pruebas no solo destaca por la singularidad y el valor ambiental del ecosistema, sino también por su relevancia para la infraestructura eléctrica existente, combinando los avances tecnológicos con la protección y conservación de ecosistemas únicos en Europa.

Uno de los principales objetivos del proyecto ha sido incrementar la resiliencia de la red eléctrica frente a riesgos climáticos y otros eventos adversos, utilizando tecnologías avanzadas como la inteligencia artificial, el IoT y sistemas de monitorización precisa. Estas herramientas han permitido la detección temprana de fallos y riesgos, además de optimizar la toma de decisiones en tiempo real, minimizando los impactos en el entorno natural y reduciendo los tiempos de respuesta ante emergencias.

RESISTO crea un nuevo paradigma en el diseño y monitorización de la red eléctrica, aumentando su observabilidad mediante la instalación de sensores clave en la predicción y detección de fallos en la red, así como el desarrollo de metodologías y herramientas de software enfocadas al soporte a la decisión de los centros de control de la red.

Uno de los pilares fundamentales del demostrador es la plataforma GridWatch, una de las innovaciones clave que centraliza la información generada por los distintos dispositivos desplegados en el terreno. GridWatch facilita la integración de datos provenientes de tecnologías diversas, como sensores IoT, cámaras y drones. Además, utiliza algoritmos avanzados de inteligencia artificial para anticipar incidentes, lo que resulta fundamental en un entorno protegido como Doñana, además de gestionar cargas eléctricas y calcular parámetros de rendimiento de la red, dando lugar a una toma de decisiones rápida y precisa, garantizando la resiliencia y eficiencia del sistema eléctrico.

La plataforma GridWatch en el proyecto RESISTO ha demostrado su eficacia en la integración y visualización de datos para la gestión de riesgos en la red eléctrica. Se ha comprobado que la plataforma, basada en las tecnologías abiertas GeoServer y MapStore, permite una gestión eficiente y escalable de la información. El sistema ha logrado representar de manera clara y precisa elementos clave como la red eléctrica, riesgos meteorológicos, sensores de incendios, cámaras de vigilancia, residuos y drones, facilitando la toma de decisiones. Las alertas de eventos meteorológicos y riesgos en líneas aéreas se basan en diferentes fuentes científicas⁴⁰ y meteorológicas⁴¹. Además, las pruebas realizadas con datos históricos han validado su rendimiento y fiabilidad, mostrando su capacidad para manejar grandes volúmenes de información y detectar eventos de riesgo con precisión.

Se ha implementado exitosamente en GridWatch el módulo de Dynamic Thermal Line Rating (DTLR), que permite calcular en tiempo real la capacidad térmica máxima de las líneas eléctricas, adaptándose a las condiciones climáticas actuales. Este método ofrece una solución eficiente y precisa, garantizando una mejor gestión de cargas y una operación más eficiente, dando una primera respuesta a un problema recurrente para las redes de distribución eléctrica. El algoritmo se basa en parámetros que afectan al cálculo de la capacidad térmica de las líneas eléctricas aéreas, como la velocidad del viento, dirección de viento, temperatura ambiente, temperatura máxima del conductor, emisividad y el diámetro del conductor.

Las estaciones meteorológicas desempeñan un papel crucial al proporcionar datos climáticos locales que enriquecen los análisis de riesgos y optimizan la planificación de actividades (operaciones, mantenimiento, respuesta, etc.). Estas estaciones, distribuidas estratégicamente

⁴⁰ M. Panteli y P. Mancarella, «Modeling and Evaluating the Resilience of Critical Electrical Power Infrastructure to Extreme Weather Events,» IEEE Systems Journal, vol. 11, nº 3, pp. 1733 - 1742, September 2017. <https://ieeexplore.ieee.org/document/7036086>.

⁴¹ AEMET, «Manual de uso de términos meteorológicos,» 2023. [En línea]. Available: https://www.aemet.es/documentos/es/conocermas/recursos_en_linea/publicaciones_y_estudios/publicaciones/Manual_de_uso_de_terminos_met_2023/Manual_de_uso_de_terminos_met_2023.pdf.

en el área de Doñana, aseguran una cobertura amplia y son esenciales para adaptar las operaciones a las condiciones climáticas en tiempo real, maximizando la eficacia del sistema. En la plataforma Gridwatch se muestran y se emplean en los algoritmos anteriores las previsiones meteorológicas locales proporcionadas por AEMET. Además, los datos proporcionados han resultado de gran relevancia para varios departamentos e-distribución, pero también para otras entidades como el Espacio Natural de Doñana, quienes colaboraron para la selección de su ubicación, y el Consejo Superior de Investigaciones Científicas.

El desarrollo e implementación del algoritmo de autocicatrizado (self-healing) y aislamiento de fallas han demostrado su eficacia en la optimización de los flujos de potencia dentro del modelo de red eléctrica de e-distribución. La integración de esta herramienta con la plataforma GridWatch ha permitido una respuesta automática y eficiente ante fallas, minimizando el impacto sobre los consumidores y garantizando una mayor resiliencia del sistema eléctrico. Definitivamente, la implementación de este sistema representa un avance significativo en la automatización y optimización de la red eléctrica, reduciendo tiempos de respuesta ante fallas y mejorando la estabilidad y eficiencia del suministro. Su potencial se amplía con la incorporación futura de más fuentes de generación distribuida, el perfeccionamiento de los modelos de predicción y control y la integración con el centro de control de e-distribución.

Los sensores de incendios fueron seleccionados para formar parte del proyecto por su capacidad para detectar incendios en fase temprana, por su sencilla adaptación e integración en espacios naturales y por la robustez de las comunicaciones. Su ubicación fue definida en colaboración con el área territorial de e-distribución y el Parque de Doñana, teniendo en cuenta las áreas de mayor riesgo, zonas con vegetación seca, alto tránsito humano o histórico de incendios.

Un activo clave para el proyecto Resisto han sido las cámaras termográficas y visibles, tanto en los centros de transformación como en las líneas aéreas, que ofrecen vigilancia continua de las instalaciones eléctricas y su entorno. La propuesta de continuar con la detección de anomalías térmicas en transformadores y líneas aéreas ha demostrado ser efectiva gracias a la combinación de segmentación de imágenes térmicas, modelos de predicción adaptativos y un sistema de alarmas automatizado. La implementación de algoritmos como Otsu y MSER ha permitido identificar variaciones térmicas y estructurales en los equipos, mientras que el modelo autorregresivo ha demostrado predecir con precisión los valores esperados de temperatura, minimizando falsos positivos. Los resultados obtenidos en la red de Doñana muestran que la diferencia entre las temperaturas reales y las predichas es mínima, lo que valida la precisión del modelo que fue refinado varias veces durante el proyecto. Además, simulaciones con datos

sintéticos confirman su capacidad para detectar anomalías térmicas de manera temprana. Para e-distribución, este sistema ha representado un gran avance en la monitorización de infraestructuras eléctricas y se encuentra operando de manera continua en servidores distribuidos, procesando las imágenes termográficas capturadas de centros de transformación y líneas aéreas. Las alertas e imágenes en tiempo real ya se encuentran en los dispositivos de los responsables de las instalaciones.

La incorporación de una flota de robots aéreos inteligentes ha permitido responder y reportar de manera rápida, automática y optimizada las incidencias enviadas por la plataforma de gestión de riesgos GridWatch, actuando como responder en el sistema. También han contribuido a labores de mantenimiento y operación de la red, aportando un valor añadido y un alto impacto positivo para e-distribución. Gracias a los nuevos desarrollos y las mejoras de los ya existentes algoritmos, los robots aéreos han sido capaces de volar siguiendo las líneas eléctricas a lo largo de varios kilómetros, fuera de línea de vista, obteniendo información visual y termográfica para una evaluación de su estado. Utilizando la nueva tecnología configurada a bordo, son capaces de detectar puntos calientes y realizar levantamientos LIDAR en tiempo real, midiendo con precisión la distancia entre las líneas y la vegetación más cercana. Las inspecciones se llevaron a cabo de manera eficiente, minimizando el tiempo de vuelo gracias al algoritmo de planificación de vuelo, una potente e innovadora herramienta de gran impacto para el uso en redes de distribución eléctrica y, por supuesto, otros sectores. El algoritmo de planificación de rutas está basado en optimización matemática (MILP) para distribuir de manera eficiente las misiones entre los UAVs, tiene en cuenta numerosas variables como son el estado de carga de los drones, la meteorología local, la tecnología a bordo y permite seguir minimizando tiempos y costos en la inspección de líneas eléctricas. Esto ya ha permitido en el entorno de Doñana y Huelva y permitirá en otros escenarios reemplazar métodos tradicionales más costosos y con mayor riesgo para las personas y el medio ambiente, como el uso de helicópteros o inspecciones manuales.

7.1.2. Conclusiones

Los eventos extremos tienen un impacto potencial en las infraestructuras de e-Distribución, siendo las líneas de distribución aéreas las instalaciones más vulnerables de la compañía, ya que se encuentran expuestas a un impacto estimado alto. El proyecto RESISTO ha alcanzado resultados que se podrán vincular directamente a una red de distribución más resiliente, como una forma de mitigar los efectos adversos del cambio climático. Gracias a los instrumentos y herramientas investigadas y desarrolladas en RESISTO y el nivel de digitalización alcanzado, se puede confirmar que podrán contribuir directamente a la resiliencia de la red.

7.2. Proyecto Digitalización Avanzada de UFD

7.2.1. Descripción

En los últimos años, UFD (Naturgy) ha avanzado notablemente en la digitalización y modernización de sus redes eléctricas, implementando tecnologías innovadoras para mejorar su resiliencia, eficiencia y seguridad. Entre los desarrollos clave destacan los proyectos GALA, DALI, AOM y el sistema Fire Detector, junto con la alianza estratégica con FuVex para el uso de drones especializados, que en conjunto han supuesto una mejora sustancial en la capacidad de respuesta y la robustez de la red.

El proyecto GALA (Gestión Avanzada de Líneas Aéreas) impulsa la sensorización y monitorización en tiempo real de las líneas eléctricas y la vegetación circundante, lo que permite identificar riesgos potenciales, anticipar fallos y planificar mantenimientos preventivos con una precisión muy superior a la tradicional. Esta capacidad de detección temprana reduce notablemente la incidencia de averías provocadas por factores externos como caídas de árboles o condiciones meteorológicas adversas, reforzando así la continuidad del suministro.

El proyecto DALI (Digitalización Aérea de Líneas Eléctricas), potenciado por el acuerdo con FuVex, ha supuesto un salto cualitativo gracias al uso de drones de alta capacidad, diseñados específicamente para la inspección de infraestructuras eléctricas. Estos drones cuentan con tecnología avanzada de sensores LIDAR, cámaras multiespectrales y termográficas, y sistemas de inteligencia artificial para procesar imágenes y datos en tiempo real. Gracias a su autonomía y alcance, pueden cubrir decenas de kilómetros en una sola misión, realizando inspecciones detalladas que antes requerían días o semanas de trabajo manual. Hasta la fecha, UFD ha volado miles de kilómetros con estas plataformas, lo que ha permitido detectar anomalías como puntos calientes, corrosión o daños en aisladores con una rapidez y precisión sin precedentes.

Paralelamente, el proyecto AOM (Advanced Operations Management) aplica algoritmos avanzados y análisis predictivo para optimizar la gestión operativa de la red, anticipando situaciones críticas y facilitando la toma de decisiones proactivas. Esta gestión inteligente mejora la eficiencia en la respuesta ante incidencias, reduciendo el impacto de eventos adversos en la red eléctrica.

El sistema Fire Detector complementa estas soluciones con una red de sensores IoT, autónomos y alimentados por energía solar, distribuidos en zonas forestales y áreas de alto riesgo. Estos sensores detectan de manera temprana focos de calor o humo, enviando alertas inmediatas que permiten activar medidas de protección para las infraestructuras eléctricas y el entorno natural.

Esta prevención es fundamental para evitar interrupciones masivas derivadas de incendios y para salvaguardar la integridad física de las redes.

7.2.2. Conclusiones

En conjunto, la integración de estas tecnologías aporta a la red eléctrica de UFD una mayor capacidad de anticipación, adaptación y recuperación frente a eventos adversos, lo que se traduce en una resiliencia reforzada. El Proyecto supone por tanto una demostración de los beneficios que aportan la digitalización, sensorización e incorporación de otras tecnologías avanzadas a la gestión de redes eléctricas.

7.3. Proyecto de Resiliencia de I-DE Redes eléctricas inteligentes

7.3.1. Descripción

El 29 de octubre de 2024, I-DE Redes Eléctricas Inteligentes se enfrentó a una de las emergencias más severas en sus instalaciones en los últimos años. La DANA que afectó a la Comunidad Valenciana presentó características singulares que la diferenciaron de otras emergencias recientes: no solo se registró un número excepcional de incidencias en la red, sino que el nivel de daño obligó a reconstruir completamente infraestructuras de alta y baja tensión, centros de transformación y subestaciones.

La magnitud del evento requirió un despliegue humano y material sin precedentes, con apoyo interregional sostenido en el tiempo y organización de relevos para el personal desplazado. El impacto se extendió a redes de transporte, telecomunicaciones y a miles de instalaciones particulares, residenciales, industriales y del sector servicios. La respuesta de i-DE incluyó atención prioritaria a colectivos vulnerables, contacto directo con clientes con soporte vital, centros de salud, farmacias y colegios, así como la puesta en marcha de un plan de recuperación de instalaciones de enlace en colaboración con la Generalitat y asociaciones de instaladores.

Además, la presencia activa en el centro de coordinación de emergencias autonómico permitió optimizar el acceso a instalaciones y la priorización de actuaciones. La respuesta fue reconocida por su rapidez, eficacia y organización, tanto interna como externamente, pero la mejora es posible y necesaria.

Esta DANA es un ejemplo de cómo el sistema eléctrico español afronta un escenario climático más volátil en el que las inundaciones, los vientos intensos, las olas de calor y los incendios

forestales se manifiestan con mayor frecuencia e intensidad. Para una empresa distribuidora, esta realidad no solo tensiona la operación diaria, sino que exige transformar de raíz la manera en la que se planifica, se diseña y se mantiene la red. En este contexto, i-DE ha impulsado el Proyecto Resiliencia, concebido para integrar de forma sistemática las lecciones aprendidas de episodios recientes—con especial referencia a la DANA de Valencia—y convertirlas en acciones técnicas y prácticas corporativas estandarizadas.

El propósito de este texto, orientado al sector y la administración, es exponer, las actuaciones que i-DE está implantando o planificando para reforzar la red antes y después de un fenómeno meteorológico adverso (FMA). El enfoque no es meramente descriptivo: se explica el porqué de cada medida, su encaje operativo y las dependencias que condicionan su éxito. La intención es ofrecer un marco de referencia útil para otras distribuidoras y para las administraciones públicas a la hora de evaluar políticas, inversiones y requisitos normativos relacionados con la resiliencia climática de las redes de distribución.

7.3.1.1. Por qué la resiliencia es crítica para las redes eléctricas

Las redes de distribución sostienen servicios esenciales cuya continuidad depende de una infraestructura extensa, heterogénea y expuesta al entorno. Un fallo generalizado en media tensión puede interrumpir el bombeo de agua, las telecomunicaciones de emergencia, la cadena de frío en hospitales o la movilidad urbana; es decir, genera impactos en cascada que amplifican el daño social y económico del evento climático. La resiliencia, entendida como la capacidad de resistir, absorber, adaptarse y recuperarse con rapidez, se convierte así en un objetivo técnico y de política pública.

Frente a este reto, el enfoque de i-DE combina tres principios. Primero, la robustez del activo, modificando criterios de diseño para que equipos y estructuras soporten entornos más exigentes (por ejemplo, elevaciones en centros de transformación (CT) de superficie o drenajes reforzados en subestaciones). Segundo, la redundancia y la sectorización, para limitar el alcance de las incidencias y posibilitar alternativas de alimentación. Tercero, la capacidad de respuesta y recuperación, apoyada en telecontrol, soluciones móviles y procedimientos que agilicen el restablecimiento del servicio. Esta tríada se alinea con estándares internacionales de gestión del riesgo y con la evolución regulatoria europea hacia planes de resiliencia de entidades críticas.

7.3.1.2. Proyecto resiliencia de I-DE: visión, alcance y método

El Proyecto Resiliencia ordena en siete líneas de trabajo un conjunto coherente de actuaciones que abarcan desde la identificación geoespacial del riesgo hasta la logística en emergencia. La metodología parte de dos preguntas sencillas: ¿qué activos y procesos son más vulnerables? y ¿qué limitaciones impiden recuperarse rápido? Con esta base, se priorizan medidas según criticidad del activo (impacto aguas abajo y clientes sensibles), exposición (Zonas Inundables –ZI–, Zonas de Flujo Preferente –ZFP–, litoral) y facilidad de implantación (coste, permisos, estándar disponible).

El alcance incluye: (i) cartografía corporativa del riesgo y su uso obligatorio en diseño y mantenimiento; (ii) rediseño de activos clave en ZI/ZFP; (iii) sectorización y reconfiguración operativa; (iv) contratos y logística preventiva (medios, comunicaciones, stocks); (v) planes de contingencia específicos por instalación; y (vi) simulacros y mejoras en coordinación con centros de operación y autoridades. El objetivo último es que estas prácticas no dependan de personas o equipos concretos, sino que queden integradas en manuales técnicos, herramientas corporativas y acuerdos marco.

7.3.1.3. Medidas antes del evento (prevención y preparación)

Cartografía y priorización. Se ha incorporado a las herramientas corporativas de diseño e inventario una capa de ‘Estudios de Inundabilidad’ que integra ZFP, ZI fluvial y marina, así como zonas de protección frente a inundación (ZPIF/ZPIM). Esta capa no es un mapa pasivo: su consulta es obligatoria para proyectistas, operación y mantenimiento, y se acompaña de instrucciones claras para su interpretación. A nivel de red, se ha elaborado un listado corporativo de subestaciones (ST/STR) localizadas en ZI/ZFP con indicadores de criticidad del sistema, potencia aguas abajo y potencia no garantizada, lo que habilita una priorización objetiva de intervenciones.

Rediseño de activos. En CT situados en entornos con riesgo de inundación, i-DE ha incorporado reglas de diseño conservadoras: prohibición de nuevos CT subterráneos en ZI/ZFP; elevación de equipos eléctricos ($\geq 0,5$ m) y equipos digitales ($\geq 0,9$ m); uso de zócalos normalizados y cálculo de anclajes considerando flotabilidad; y sectorización aguas arriba/abajo del tramo afectado. En líneas aéreas, se evita el emplazamiento de apoyos en zonas de riesgo; cuando es inevitable, se priorizan estructuras de celosía y se convierten las entradas/salidas de ZI/ZFP en apoyos de amarre calculados como fin de línea. Para líneas subterráneas, el paso por ZI/ZFP exige canalización entubada en prisma de hormigón y un tubo adicional con guía para reposición

acelerada. En subestaciones, se elevan edificios y armarios de control a cota segura y se refuerza el drenaje y la cimentación.

Inventario y manuales. El inventario disponible en sistemas informáticas incorpora nuevas variables de resiliencia—cotas, barreras físicas, tipología del edificio—para que la vulnerabilidad pueda ser cuantificada y gestionada. Los manuales técnicos de inspección y obra recogen actuaciones resilientes por defecto, de modo que cada revisión reglamentaria desencadena correcciones de resiliencia cuando proceda. Esta ‘resiliencia por diseño’ reduce decisiones ad hoc y gana escala.

Planificación de grandes contingencias. A nivel de red de transporte y su interfaz con la distribución, se modelizan escenarios de fallo con lógica N-1-1 y pérdida simultánea de activos por un mismo cauce. Se definen criterios para evaluar contingencias severas—pérdida total de una subestación crítica, pares de subestaciones afectadas, pérdida por niveles de tensión—y se actualizan metodologías operativas e informes de grandes incidencias para reflejar esta taxonomía.

Contratos y logística preventiva. La preparación no es solo ingeniería: requiere disponibilidad de medios. i-DE ha incorporado adendas y coeficientes específicos de activación en emergencia a los contratos de obras y servicios; ha estandarizado la dotación de satélites de voz (satphones) y móviles dual SIM para brigadas propias y contratadas; dispone de servicio de helicóptero con activación en <24 h para reconocimiento; y ha definido un procedimiento exprés para contratación de grupos electrógenos fuera del ámbito habitual. Todo ello se apoya en geolocalización obligatoria de vehículos y en la integración de los grupos electrógenos en las herramientas de movilidad (inventario, ubicación y combustible).

Simulacros y coordinación. Los Centros de Operación (COD) se han preparado para el apoyo cruzado y el traspaso temporal de operación entre provincias/regiones. Se han definido plantillas de comunicación para clientes y autoridades en prealerta/alerta, y se han realizado simulacros para validar redundancias de comunicación y la continuidad de la operación. Este entrenamiento reduce la fricción organizativa cuando el evento real ocurre.

7.3.1.4. Medidas después del evento (respuesta y recuperación)

Gestión de recursos y movilidad. En emergencia, el tiempo es el principal activo. i-DE ha simplificado el alta de usuarios internos y externos en aplicaciones de reposición y movilidad, habilitando perfiles básicos para contratistas y geolocalización de todos los recursos. La cartografía offline permite reportar caminos, puentes y accesos intransitables; el acceso

inteligente a instalaciones (p. ej., iLOQ) desde movilidad reduce retrasos y desplazamientos de ida y vuelta. La gestión integral de los grupos electrógenos en movilidad—identificación unívoca, localización, niveles de combustible—está recogida en pliegos y contratos para garantizar visibilidad de extremo a extremo.

Soluciones móviles y redundancias. Los CT móviles actúan como elevadores temporales o como apoyo a los grupos electrógenos para alimentar tramos aislados, con protecciones adaptadas para homopolar. Se prevé, cuando procede, el despliegue de subestaciones y salas de control móviles para mantener la operabilidad en caso de afectación de edificios o apartamenta. Estas soluciones reducen la dependencia de reconstrucciones civiles inmediatas y facilitan el restablecimiento por fases.

Planes de contingencia y tiempos de reposición. La elaboración de planes a escala de activo—ST, líneas de MT, CT—incluye medidas técnicas, dotación de recursos y rutas alternativas de acceso. Se ha definido un modelo de estimación de tiempos de reposición según tipología de daño y entorno, que orienta a los centros de decisión y mejora la comunicación con autoridades y clientes. Paralelamente, el informe de grandes incidencias y las metodologías operativas se han adaptado para capturar los nuevos indicadores de recuperación y facilitar la rendición de cuentas.

7.3.1.5. Innovación y digitalización como palanca

La resiliencia no es solo obra física. La digitalización aporta observabilidad y capacidad de maniobra. i-DE impulsa la telemedida y el telecontrol en MT/BT, la automatización de maniobras (incluyendo algoritmos de reenganche y estrategias FLISR donde apliquen), y la integración de datos climáticos y cartográficos en la operación. La captura sistemática de información durante correctivos—fotografías, replanteos, materiales—alimenta el inventario y evita visitas específicas, acelerando la actualización de la ‘verdad de campo’.

El valor de esta palanca es triple: (i) acorta el ciclo detectar–diagnosticar–actuar; (ii) permite priorización dinámica cuando los recursos son escasos; y (iii) facilita el aprendizaje organizativo tras cada evento, al disponer de datos comparables y trazables. La interoperabilidad entre sistemas OT/IT y la redundancia de comunicaciones—fibra más radio/4G–5G o satélite según emplazamiento—son condiciones de contorno que se están estandarizando en instalaciones críticas.

7.3.1.6. Lecciones para el sector y recomendaciones para la administración

Evitar construir vulnerabilidad. Cuando sea viable, debe evitarse la implantación de nuevos activos en ZI/ZFP; si no lo es, la elevación de equipos, la sectorización aguas arriba/abajo y los drenajes sobredimensionados son medidas de mínimos. La cartografía de riesgo debe ser corporativa, oficial y de consulta obligatoria antes de cada obra o reforma, con registros de auditoría.

Reconocer la resiliencia como inversión regulada. La estandarización de soluciones móviles (CT/ST), la redundancia de comunicaciones y los stocks estratégicos reducen de forma medible el tiempo de reposición y la energía no suministrada. Es recomendable que los marcos regulatorios reconozcan este CAPEX/OPEX de resiliencia y habiliten vías ágiles para su despliegue en zonas de alta exposición, alineando incentivos con resultados en SAIDI/ENS y protección de clientes críticos.

Impulsar la coordinación interadministrativa. La gestión de accesos, permisos excepcionales y escoltas en escenarios de emergencia influye decisivamente en los tiempos de restablecimiento. Conviene institucionalizar canales permanentes entre operadores, protección civil, meteorología y gestores de otras infraestructuras para compartir información, validar severidad del evento y priorizar actuaciones.

Profesionalizar el entrenamiento. Los simulacros periódicos, con objetivos claros y lecciones documentadas, deben formar parte del ciclo anual de operación. La formación específica en riesgos hidrometeorológicos, seguridad en entornos con lodos o corrientes residuales, y uso de medios alternativos de comunicación, eleva la seguridad y la eficacia de las brigadas.

7.3.2. Conclusiones

El Proyecto Resiliencia de i-DE demuestra que es posible convertir la experiencia de campo en una estrategia corporativa que reduzca daños, acorte tiempos de reposición y mejore la coordinación con el entorno institucional. La clave no reside en una medida aislada, sino en un ecosistema: diseño más exigente allí donde el riesgo lo pide, sectorización inteligente, logística preparada, digitalización que haga visible lo invisible y una organización que ensaya lo que predica. Compartir este enfoque con el conjunto del sector y con la Administración permitirá acelerar el tránsito hacia redes de distribución más robustas, adaptativas y seguras, a la altura de los desafíos climáticos de las próximas décadas.

7.4. Caso de estudio: Australia

7.4.1. Descripción

En los últimos años, Australia se enfrenta a fenómenos meteorológicos más frecuentes y severos⁴². Cada vez son más frecuentes los incendios (en la temporada 2023-24 afectaron a una superficie superior a 900.000 km²) y las inundaciones causadas por tormentas tropicales^{43 44 45}. Se prevé que los costes asociados a las catástrofes naturales para la economía australiana se duplicarán en 2060 respecto a 2020, alcanzando los 44.000 millones de euros en un escenario de bajas emisiones⁴⁶.

Este gran reto del país es totalmente aplicable a la gestión de las redes eléctricas, siendo los principales factores de riesgo para el sector las temperaturas extremas, los incendios forestales, los vientos extremos y las lluvias torrenciales^{47 48}.

Australia cuenta con más de 900.000 kilómetros de líneas eléctricas distribuidas en cuatro sistemas: El Mercado Nacional de Electricidad (NEM), el más grande, el del Territorio del Norte (NT) y dos en Australia Oeste (NWIS y SWIS)⁴⁹.

El ecosistema australiano de redes eléctricas ha adoptado un enfoque sistémico y colaborativo que le convierte en una referencia internacional en la gestión de riesgos climáticos, que por su interés es expuesto a continuación.

⁴² Deloitte Access Economics (2021). Special report: update to the economic costs of natural disasters in Australia. <https://www.iag.com.au/content/dam/corporate-iag/iag-aus/au/en/documents/report/iag-reports-deloitte-economic-costs-natural-disasters-21.pdf>

⁴³ ARC Centre of Excellence for Climate Extremes (2023). The State of Weather and Climate Extremes 2023. <https://climateextremes.org.au/wp-content/uploads/State-of-Extremes-Report-2023-1.pdf>

⁴⁴ Climate Change Authority (2024). 2024 Annual Progress Report. <https://www.climatechangeauthority.gov.au/2024-annual-progress-report>

⁴⁵ CSIRO and Bureau of Methodology (2024). State of the Climate 2024. <https://www.csiro.au/en/research/environmental-impacts/climate-change/State-of-the-Climat>

⁴⁶ AEMO, Bureau of Meteorology, CSIRO and Department of Industry, Science, Energy and Resources (2021). Electricity Sector Climate Information Project: ESCI project Final Report. https://www.powerwater.com.au/__data/assets/pdf_file/0013/130504/Energy-Networks-Australia-A-guide-to-climate-change-and-its-likely-effects.pdf
https://www.climatechangeinaustralia.gov.au/media/ccia/2.2/cms_page_media/799/ESCI%20Project%20final%20report_210721.pdf

⁴⁷ Energy Networks Australia and Scientell (2022), Electricity Networks: A guide to climate change and its likely effects.

⁴⁸ Department of Climate Change, Energy, the Environment and Water (2024). National Climate Risk Assessment: First pass assessment report. <https://www.dcceew.gov.au/sites/default/files/documents/national-climate-risk-assessment-first-pass-assessment-report-2024.pdf>

⁴⁹ Energy Networks Australia (2021). Guide to Australia's Energy Networks. https://www.energynetworks.com.au/assets/uploads/Guide-to-Australias-Energy-Networks_2021-1.pdf

7.4.1.1. Contexto normativo

Los distintos organismos nacionales y regionales implicados en el desarrollo del sector ponen en práctica iniciativas complementarias para apoyar la gestión de riesgos climáticos con una perspectiva de largo plazo⁵⁰. La tabla 6 recoge los principales agentes normativos y sus áreas de actuación en este ámbito⁵¹.

Agente	Sistema	Responsabilidad
Gobierno Federal	Todos	Fija objetivos a escala nacional. Por ejemplo, el relativo a que en 2030 el 82% del consumo de electricidad debe provenir de fuentes renovables.
Organismo normativo	Australian Energy Market Commission (AEMC) NEM y NT; Energy Policy WA SWIS y NWIS	Elabora políticas, marcos y normas para los mercados energéticos garantizando fiabilidad, eficiencia y sostenibilidad. El AEMC tiene potestad para elaborar normas, mientras que el Energy Policy WA asesora al gobierno de Western Australia para desarrollarlas.
Regulador	Australian Energy Regulator (AER) NEM y NT; Economic Regulation Authority (ERA) SWIS y NWIS	Controlan el cumplimiento normativo mediante la supervisión, la investigación y la imposición de sanciones o medidas correctivas. Supervisan la competencia en el sector y la actuación de los operadores, y regulan el sistema de tarificación para garantizar el funcionamiento eficiente del mercado y la consideración de la perspectiva de los clientes.
Gobiernos Regionales	Queensland, New South Wales, Australian Capital Territory, South Australia, Victoria & Tasmania; Northern Territory; Western Australia	Desarrollan regulaciones específicas para sus territorios, como por ejemplo planes obligatorios de mitigación de incendios forestales.

⁵⁰ Australian Energy Regulator (2024). State of the Energy Market 2024. <https://www.aer.gov.au/publications/reports/performance/state-energy-market-2024>

⁵¹ Department of Climate Change, Energy, the Environment and Water (2024). Annual Climate Change Statement 2024. <https://www.dcceew.gov.au/sites/default/files/documents/annual-climate-change-statement-2024.pdf>

Tabla 6. Principales agentes normativos del sector australiano de redes eléctricas.

El sector opera con ciclos de planificación de cinco años. El regulador determina los ingresos reconocidos y evalúa las propuestas de inversión en base a análisis individuales coste-beneficio. Aunque la normativa actual no reconoce explícitamente la resiliencia como objetivo, se han aprobado propuestas en este ámbito por su impacto en la fiabilidad de la red y la calidad del servicio.

Un ejemplo es el plan de inversión de la distribuidora AUSGRID en el marco de su Climate Resilience Program⁵². Este plan contempla inversiones de 71 millones de euros con un VAN de 107 millones de euros para mantener los niveles de servicio durante los próximos 25 años. Las inversiones se distribuyen a lo largo de varios periodos regulatorios con una mentalidad “build back better”, que optimiza en lo posible la vida útil de los activos, y un foco en el cliente, priorizando inversiones en las comunidades más vulnerables⁵³ y co-diseñando medidas que minimicen los impactos climáticos (por ejemplo, uso de generadores móviles).

Es previsible que surjan más programas similares en el futuro, especialmente en el contexto de que la Australian Energy Market Commission (AEMC) ha propuesto el reconocimiento explícito en la regulación de las inversiones en resiliencia climática. La formalización de esta normativa está prevista en 2025.

7.4.1.2. Adaptación e innovación de las empresas

Las gestoras de redes de transmisión y distribución adoptan numerosas iniciativas para gestionar sus riesgos climáticos, tanto individuales como colectivas a través de su asociación sectorial Energy Networks Australia y de la colaboración con agentes otros sectores.

Las empresas más avanzadas integran prácticas de acción climática a lo largo de todas las fases de su proceso de gestión de activos:

1. Estrategia y Planificación

- Gestión segmentada de activos según su vulnerabilidad
- Inclusión de factores climáticos en las propuestas de inversión
- Consideración de interdependencias sectoriales

⁵² Ausgrid (2023). Ausgrid's 2024-29 Revised Proposal – Attachment 5.5: Climate Resilience Business Case. <https://www.parliament.nsw.gov.au/lcdocs/other/19216/Ausgrid%20-%20Climate%20resilience%20business%20case,%2030%20November%202023.pdf>

⁵³ Clasificación de la vulnerabilidad hecha por AUSGRID en función de desventajas socioeconómicas y exposición a los riesgos climáticos por cada comunidad a la que sirve.

2. Optimización (construir, mantener, reformar o sustituir)

- Evaluación dinámica de actuaciones de optimización
- Inclusión de factores climáticos en el diseño y construcción de activos
- Utilización de soluciones con alta resiliencia climática

3. Operación

- Gestión eficaz de la vegetación
- Identificación y respuesta inmediatas a incidencias
- Infraestructura y equipos de reserva

La tecnología juega un papel clave como habilitadora de estrategias de resiliencia climática. Un ejemplo específico de solución tecnológica de última generación para la gestión climática es Virtual TAS, un gemelo digital de la región australiana de Tasmania (aprox. 68.000 km²) desarrollado y gestionado por una joint venture entre Enzen y TasNetworks⁵⁴ en el marco de programa “Disaster SMART Tasmanian Communities⁵⁵”. Virtual TAS está analizando más de 40 casos de uso relacionados con la resiliencia climática y el desarrollo económico de la región, siendo el primero de ellos la gestión de la vegetación de las redes eléctricas, con una mejora de la eficiencia del 20%. Esta solución innovadora se está replicando en otras regiones australianas.

7.4.2. Conclusiones

En Australia existe un marco competencial multinivel que regula el sector eléctrico, apoyando la resiliencia de las redes.

Las empresas más avanzadas integran la perspectiva climática en su gestión de activos y desarrollan programas de inversión en resiliencia con valor financiero positivo.

Las plataformas regionales de realidad digital aportan inteligencia única para mitigar y gestionar riesgos climáticos.

Las empresas de transporte y distribución eléctrica pueden jugar un papel fundamental, más allá de su propia actividad, como catalizadoras de un desarrollo económico resiliente en los territorios en los que operan.

⁵⁴ Gestiona las redes de transmisión y distribución de electricidad de Tasmania.

⁵⁵ Gestionado por Enzen Australia y patrocinado por el Gobierno Australiano con un presupuesto de 1,5 millones de euros.

8 Análisis de potenciales actuaciones

Tras el análisis realizado en los apartados anteriores, es posible afirmar que la red eléctrica se enfrenta a retos climáticos diversos y crecientes, pero que, al mismo tiempo, es posible evaluar la resiliencia en base a indicadores y mejorar la misma a través de medidas de muy diversa tipología (gestión, análisis, refuerzo de la infraestructura, nuevas tecnologías, etc.). En este apartado se analizan las potenciales actuaciones que es posible plantear, evaluando su vínculo con los indicadores anteriormente propuestos y focalizando el análisis en aquellas medidas más innovadoras y con un componente más tecnológico, ya que, por sus objetivos, son las que pueden ser promovidas más activamente desde Futured. Es por ello preciso advertir que pese a que medidas obvias como la redundancia de la red, el refuerzo de las estructuras de apoyo, etc. son indudablemente interesantes y atractivas, el análisis realizado confiere mayor protagonismo a otras medidas como la digitalización, sensorización, etc.

Se inicia el análisis desde una evaluación general de las potenciales acciones para posteriormente evaluar los vínculos con el sistema de indicadores propuesto, evaluando finalmente algunas tecnologías y ámbitos específicos de innovación a modo de ejemplo.

Las soluciones identificadas no son universales ni cerradas. Su viabilidad y eficacia dependen del tipo de red, del entorno territorial y de los recursos disponibles. El grupo de trabajo ha apostado por un enfoque modular y escalable, que permita combinar medidas de infraestructura dura (tecnología, refuerzo físico) con soluciones basadas en datos, gobernanza y flexibilidad operativa.

8.1 Líneas de actuación para la adaptación a los riesgos climáticos

Los eventos climáticos adversos deterioran el valor y la funcionalidad de los activos de la red y dificultan las operaciones de resolución de las incidencias. Desde una visión global, las mejores prácticas del sector a escala internacional gestionan eficaz y activamente la resiliencia climática de sus activos y operaciones. Las líneas de actuación para optimizar el binomio resiliencia-impacto financiero pueden englobarse en dos grandes palancas:

- Gestión de activos con perspectiva climática. Incluye políticas, procesos y metodologías que guían la planificación y la toma de decisiones sobre los activos en el marco de una estrategia corporativa de resiliencia. Un ejemplo son las siguientes:
 - Integración de factores climáticos en la evaluación de inversiones, incluyendo metodologías de cuantificación del impacto financiero, medioambiental y social de la resiliencia.
 - Consideración de los riesgos climáticos en el diseño y la construcción de infraestructuras.

- Evaluación frecuente y dinámica de las actuaciones óptimas para cada activo a lo largo de su vida útil.
- Sustitución de equipos y materiales por otros más resilientes.
- Gestión eficaz y eficiente de la vegetación.
- Sistemas de identificación y respuesta inmediata a incidentes.
- Activos móviles para la recuperación ante eventos extremos.
- Innovación tecnológica. Incluye soluciones de digitalización, automatización e innovación en equipos y materiales que habilitan la optimización de activos y la calidad de servicio.
 - Arquitecturas ERP de última generación que optimizan el total cost of ownership de cada activo.
 - Gemelos digitales regionales que aportan inteligencia diferencial para definir estrategias de resiliencia climática.
 - Sensorización a través del IoT para monitorizar en tiempo real el estado de los activos y su entorno.
 - Plataformas de procesamiento de datos y modelos analíticos integrando información y mejores prácticas internacionales.
 - Automatización y control remoto de la red para mejorar resiliencia y respuesta ante incidentes.
 - Desarrollo de nuevos equipos y materiales más resistentes a eventos climáticos extremos.

8.2 Soluciones para la adaptación a los riesgos climáticos

Las principales herramientas y tecnologías disponibles para mejorar la resiliencia de las redes eléctricas son fundamentales para asegurar un suministro continuo y eficiente, especialmente frente a eventos climáticos extremos. A continuación, se enumeran diez soluciones y tecnologías clave, junto con una breve descripción de cada una:

- a) El soterramiento de líneas aéreas consiste en enterrar las líneas eléctricas para protegerlas de daños causados por tormentas, vientos fuertes y otros eventos climáticos adversos. Esta medida es crucial para reducir la vulnerabilidad de la infraestructura eléctrica ante condiciones meteorológicas extremas, asegurando así una mayor continuidad del servicio.
- b) La digitalización y monitorización de la red implica la implementación de sistemas de monitoreo en tiempo real para supervisar el estado de la red y detectar fallos de manera proactiva. Esta tecnología permite una gestión más eficiente y rápida de la red, facilitando la

identificación y resolución de problemas antes de que se conviertan en interrupciones significativas.

- c) La intensificación de la automatización y el uso de reconectores se refiere a la instalación de dispositivos automáticos que permiten la reconexión rápida de la red después de un fallo, minimizando el tiempo de interrupción. Estos dispositivos son esenciales para mejorar la capacidad de respuesta de la red ante fallos, asegurando una recuperación rápida y eficiente.
- d) El uso de inteligencia artificial para mejorar modelos de predicción de afectación climática en la red implica la aplicación de algoritmos avanzados para prever y mitigar los impactos climáticos en la infraestructura eléctrica. Esta tecnología mejora la planificación y la capacidad de respuesta ante eventos climáticos extremos, permitiendo una gestión más proactiva y efectiva de la red.
- e) Los sistemas de almacenamiento para soporte a contingencias en la red incluyen la implementación de baterías y otros dispositivos de almacenamiento de energía que proporcionan respaldo durante interrupciones y mejoran la estabilidad de la red. Estos sistemas son fundamentales para asegurar un suministro continuo de energía, especialmente durante eventos adversos que puedan afectar la red.
- f) La gestión de vegetación es una práctica que consiste en el mantenimiento regular de la vegetación alrededor de las líneas eléctricas para prevenir daños por caídas de árboles y ramas. Esta medida es esencial para reducir la probabilidad de interrupciones causadas por la vegetación, asegurando así una mayor fiabilidad de la red.
- g) La redundancia en la infraestructura se refiere al diseño de la red con rutas alternativas y componentes redundantes para asegurar el suministro continuo en caso de fallos. Esta estrategia es crucial para mejorar la resiliencia de la red, permitiendo que el servicio se mantenga incluso cuando una parte de la infraestructura falla.
- h) La protección contra inundaciones implica la adaptación de infraestructuras críticas para resistir inundaciones, incluyendo la elevación de equipos y la construcción de barreras. Esta medida es esencial para proteger la infraestructura eléctrica de los daños causados por inundaciones, asegurando así una mayor continuidad del servicio.
- i) La automatización de la red se refiere al uso de tecnologías avanzadas para automatizar la operación de la red, mejorando la eficiencia y la capacidad de respuesta ante fallos. Esta tecnología permite una gestión más eficiente de la red, facilitando la identificación y resolución rápida de problemas.

- j) La monitorización y control remoto implica la implementación de sistemas ADMS y otros sistemas de control remoto para gestionar la red de manera eficiente y responder rápidamente a incidentes. Esta tecnología es fundamental para mejorar la capacidad de respuesta de la red, asegurando una recuperación rápida y eficiente ante cualquier fallo.

Estas herramientas y tecnologías son esenciales para mejorar la resiliencia de nuestras redes eléctricas, asegurando que puedan enfrentar y recuperarse de eventos climáticos extremos de manera efectiva.

Gracias a los indicadores de resiliencia presentados en el apartado 4 de este documento, es posible aplicar soluciones concretas a los problemas identificados en la red frente a riesgos climáticos. Estos indicadores no solo permiten evaluar la vulnerabilidad de cada activo, sino también orientar la selección de tecnologías y medidas más adecuadas para mitigar los impactos y mejorar la capacidad de adaptación del sistema eléctrico. La siguiente tabla muestra cómo cada indicador se vincula con soluciones específicas, facilitando la priorización de actuaciones y la integración de criterios de resiliencia en la planificación, operación y mantenimiento de la red.

Nº	Indicador de Resiliencia	Soluciones y Tecnologías mitigadoras de riesgos
1	Gestión de la Vegetación	Actuaciones de Tala y Poda (medida exigida en España a todos los DSO). Control y mantenimiento preventivo mediante tecnologías de detección y análisis (LiDAR, drones, satélites) para minimizar riesgos por caída de árboles y ramas.
2	Resiliencia a Inundaciones	Monitorización remota del estado del sistema y activos críticos. Cámaras con IA para reconocimiento de inundaciones. Reubicación de activos críticos inundables. Aplicación de cartografía con zonas inundables y de flujo preferente.
3	Adaptación climática	Aplicación de modelos de simulación para evaluar el impacto de fenómenos climáticos extremos y la vulnerabilidad de la red. Se contempla el uso de materiales resistentes a altas temperaturas y vientos en líneas y apoyos, así como la actualización de los parámetros climáticos que deben considerarse durante los procesos de

		homologación y ensayos de aparamenta eléctrica, en función de las condiciones del entorno. Además, se propone la elaboración de guías de referencia para la identificación de riesgos climáticos en subestaciones y la definición de ensayos específicos cuando se detecten escenarios extremos. Estas medidas implican exigencias adicionales de diseño adaptadas a los riesgos identificados, junto con el análisis del parque actual de equipos para determinar vulnerabilidades y aplicar acciones preventivas, sustitución o adaptación. Finalmente, se recomienda la incorporación de equipos y aparamenta diseñados para operar en condiciones más exigentes, garantizando la resiliencia y continuidad del servicio.
4	Riesgo de incendios	Monitorización remota del estado del sistema de puesta a tierra y activos críticos. Cámaras con IA para reconocimiento de incendios
5	Centros transformación no aéreos	En general los centros de transformación aéreos son menos propensos a sufrir consecuencias de eventos adversos como inundación. Sin embargo, la adaptación frente a riesgos implica la instalación de envolventes y protecciones adicionales para reducir la exposición a lluvia intensa, viento y partículas. Se recomienda el uso de materiales resistentes a la corrosión y sistemas de drenaje mejorados, así como la incorporación de sensores IoT para monitorizar temperatura, humedad y vibraciones.
6	Circuitos MT con redundancia	Configuración en anillo o doble alimentación, interruptores automáticos con telecontrol, integración de sistemas FLISR para localización y restauración rápida, reconectadores inteligentes y optimización de topología mediante ADMS.
7	Capacidad Transformadores AT	Los sistemas de refrigeración avanzados y la monitorización térmica en tiempo real permiten gestionar sobrecargas en situaciones críticas. El uso de aceites dieléctricos más estables y la redundancia en capacidad

		instalada garantizan que los transformadores puedan operar en condiciones extremas sin comprometer la seguridad del suministro.
8	Automatización en Centros de Transformación	La integración de tecnologías IoT y Smart Grids permite la operación autónoma y el control remoto, reduciendo la dependencia de intervención manual y acelerando la respuesta ante incidencias. Esto mejora la fiabilidad y la capacidad de recuperación de la red.
9	Control ADMS/FLISR	Las plataformas ADMS proporcionan supervisión integral y optimización de la red, mientras que FLISR automatiza la localización y aislamiento de fallos, restaurando el servicio en minutos. La monitorización continua del estado de cables y apoyos permite anticipar problemas derivados de fenómenos meteorológicos adversos.
10	Recuperación de Red	Los sistemas de reconfiguración automática y los planes de contingencia con recursos distribuidos permiten restablecer el servicio en el menor tiempo posible tras un evento extremo. El modelado de escenarios en tiempo real ayuda a priorizar acciones y minimizar el impacto en los usuarios.
11	Comunicaciones Duales	Las redes redundantes (fibra óptica, radio, 4G/5G) y las comunicaciones satelitales garantizan la conectividad incluso en situaciones de fallo masivo. Esto asegura la operatividad de los sistemas de control y la coordinación de equipos durante emergencias, evitando retrasos en la recuperación.

Tabla 7. Soluciones y tecnologías para mejorar los indicadores de resiliencia.

Estas soluciones y tecnologías representan un conjunto integral de medidas orientadas a reducir la vulnerabilidad de las redes eléctricas frente a fenómenos climáticos extremos. La combinación de estrategias físicas (como el soterramiento, la protección contra inundaciones y la gestión de vegetación) con herramientas digitales (digitalización, automatización, inteligencia artificial y gemelos digitales) permite avanzar hacia un modelo de red más resiliente, flexible y eficiente.

La adopción de estas medidas debe estar alineada con los planes estratégicos de las distribuidoras y con las exigencias regulatorias nacionales y europeas, garantizando que la

resiliencia climática se incorpore como un criterio clave en la planificación, operación y mantenimiento de la infraestructura eléctrica. Solo mediante un enfoque coordinado y proactivo será posible asegurar la continuidad del suministro y la sostenibilidad del sistema en un contexto climático cada vez más incierto.

9 Conclusiones y Recomendaciones

Los riesgos climáticos derivados del cambio global han dejado de ser una hipótesis futura para convertirse en una realidad presente y tangible que condiciona de manera directa el funcionamiento y la seguridad del sistema eléctrico. Las redes de transporte y distribución de electricidad en España deben adaptarse a un entorno cada vez más volátil, donde los fenómenos extremos —como olas de calor, vientos intensos, inundaciones o incendios— aparecen con mayor frecuencia, intensidad y simultaneidad.

Este contexto exige pasar de un enfoque reactivo a uno plenamente anticipativo, basado en planificación, innovación tecnológica y gobernanza colaborativa. La adaptación de las redes no puede limitarse a intervenciones puntuales: requiere una estrategia estructural, alineada con la transformación digital, la sostenibilidad y la seguridad de suministro.

Una de las principales conclusiones de este trabajo es la urgencia de acelerar la adopción de nuevas tecnologías para reforzar la resiliencia climática. La integración de soluciones como la monitorización avanzada, la automatización, los sistemas de control inteligente, la sensórica distribuida o el uso de algoritmos de inteligencia artificial permite incrementar significativamente la capacidad de anticipación, detección y respuesta ante situaciones de emergencia. Estas herramientas ya están disponibles y su despliegue debe priorizarse en las zonas más vulnerables, así como en los activos más críticos del sistema.

En paralelo, se debe avanzar en el desarrollo e integración de modelos de predicción climática de alta resolución, con capacidad para generar alertas operativas en tiempo real y permitir una mejor toma de decisiones. La mejora de estos modelos, junto con la incorporación de fuentes de datos meteorológicos de calidad y sistemas de análisis predictivo, constituye una palanca imprescindible para la gestión preventiva de la red eléctrica.

También se ha constatado el valor estratégico de contar con infraestructuras energéticas flexibles y adaptables⁵⁶, capaces de mantener el servicio ante fallos parciales o eventos disruptivos. El refuerzo de la redundancia en elementos clave de la red, la implantación de soluciones de almacenamiento energético, la gestión activa de la demanda o el despliegue de sistemas con funcionamiento autónomo ante contingencias, son líneas prioritarias de actuación.

Más allá de la dimensión tecnológica, resulta esencial mejorar los mecanismos de planificación, seguimiento e inversión en resiliencia. Esto incluye desde la definición de indicadores estandarizados que permitan evaluar el nivel de preparación de la red, hasta la actualización de

⁵⁶ European Commission: Directorate-General for Energy, Oleinikova, I., Iliceto, A. and Hillberg, E., Flexibility for resilience – How can flexibility support power grids resilience?, Oleinikova, I.(editor), Iliceto, A.(editor) and Hillberg, E.(editor), Publications Office of the European Union, 2022, <https://data.europa.eu/doi/10.2833/676635>

los criterios normativos y de diseño para tener en cuenta los escenarios climáticos futuros. La estandarización de métricas y la armonización regulatoria facilitarán también la comparación y coordinación entre distintos operadores y territorios.

De igual forma, debe reconocerse la importancia de la formación, la cooperación institucional y la participación territorial. La resiliencia no es un atributo que se pueda diseñar de forma aislada: requiere coordinación transversal entre distintas áreas dentro de cada entidad, así como entre los distintos agentes que intervienen en la planificación, operación, regulación y supervisión del sistema eléctrico.

Sobre esta base, el Grupo de Trabajo formula las siguientes recomendaciones generales:

1. Impulsar la incorporación de tecnologías digitales y predictivas para anticipar y mitigar los impactos de fenómenos meteorológicos extremos sobre la red eléctrica.
2. Desarrollar capacidades de análisis meteorológico avanzado, integrando predicción meteorológica, cartografía de riesgos e inteligencia artificial para el apoyo a la toma de decisiones operativas.
3. Incorporar medidas de vigilancia y adaptación del entorno, priorizando actuaciones que reduzcan la exposición de la red a riesgos climáticos. Entre ellas, destaca la gestión activa de la vegetación alrededor de las líneas eléctricas, combinando técnicas tradicionales con herramientas digitales (sensores, LiDAR, drones) para optimizar la planificación y minimizar riesgos derivados de la naturaleza.
4. Revisar y actualizar los criterios de diseño e inversión de infraestructuras, incorporando escenarios de cambio climático como hipótesis de planificación estructural.
5. Definir y aplicar indicadores comunes de resiliencia climática, complementarios a los de fiabilidad y calidad del suministro.
6. Reforzar la redundancia y flexibilidad de la red, priorizando el diseño mallado, el almacenamiento energético y la capacidad de reconfiguración automática.
7. Mejorar los protocolos de coordinación y respuesta ante emergencias climáticas, asegurando el flujo de información en tiempo real y la interoperabilidad entre agentes.
8. Fomentar entornos colaborativos y demostradores compartidos, que permitan probar y escalar soluciones innovadoras en condiciones reales.
9. Potenciar la formación del personal técnico y operativo, así como la cultura organizacional orientada a la gestión del riesgo climático.

10. Promover marcos normativos y regulatorios que reconozcan la inversión en resiliencia climática como un eje estratégico del desarrollo del sistema eléctrico⁵⁷.

11. Asegurar una dotación estable y suficiente de recursos, priorizando las zonas y activos con mayor exposición al riesgo y mayor impacto potencial.

En definitiva, el camino hacia una red eléctrica verdaderamente resiliente requiere visión a largo plazo, cooperación efectiva y voluntad de anticiparse a los cambios. La innovación tecnológica, cuando está bien alineada con los objetivos de sostenibilidad y seguridad, permite transformar el desafío climático en una oportunidad para fortalecer el sistema y hacerlo más robusto, ágil e inteligente.

⁵⁷ Entre otras acciones, en este sentido se podrían tener en consideración las recomendaciones incluidas en el documento “Strengthening climate resilience - Strategies for enhancing DSO resilience against climate change” de Eurelectric: (1) incentivar y reconocer las medidas de adaptación climática en los marcos regulatorios nacionales; (2) El próximo Plan de Adaptación Climática debería hacer hincapié en las medidas de adaptación climática para infraestructuras críticas; (3) los Planes Nacionales de Energía y Clima (PNEC) deberían modificarse para introducir explícitamente una dimensión de resiliencia física de la red; (4) los criterios ambientales de la NZIA (Net Zero Industry Act, Regulación 2024/1735) para los procedimientos de contratación pública deberían incluir el aspecto de adaptación climática; (5) las Autoridades Reguladoras Nacionales (ARN) deberían ser explícitamente responsables de abordar la adaptación climática de la infraestructura eléctrica; (6) las inversiones en resiliencia deberían formar parte integral de los planes de desarrollo de la red de distribución.

