



MÁSTER EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Vulnerabilidad de la red eléctrica ante el cambio climático Metodología

Autor: Alejandra Acea Figueira

Director: David Rubio Miguel

Madrid

Enero de 2022

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Vulnerabilidad de la Red Eléctrica ante el Cambio Climático. Metodología
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2021/22 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido
tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

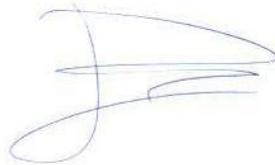


Fdo.: Alejandra Acea Figueira

Fecha: 16/01/2022

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: David Rubio Miguel

Fecha: 11/01/2022

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESINAS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor D. Alejandra Acea Figueira

DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: Vulnerabilidad de la Red Eléctrica ante el Cambio Climático. Metodología, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducir la en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e

intereses a causa de la cesión.

- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 16 de Enero de 2022

ACEPTA



Fdo: Alejandra Acea Figueira

Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:



MÁSTER EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Vulnerabilidad de la red eléctrica ante el cambio climático Metodología

Autor: Alejandra Acea Figueira

Director: David Rubio Miguel

Madrid

Enero de 2022

VULNERABILIDAD DE LA RED ELÉCTRICA ANTE EL CAMBIO CLIMÁTICO: METODOLOGÍA

Autor: Acea Figueira, Alejandra.

Director: Rubio Miguel, David

Entidad Colaboradora: Iberdrola

RESUMEN DEL PROYECTO

Introducción

Es innegable que las consecuencias del cambio climático están a la vuelta de la esquina, convirtiendo una preocupación remota en una realidad cada vez más cercana. Las amenazas que este puede traer consigo se dividen entre riesgos físicos *agudos*, causados por un aumento de la frecuencia de fenómenos meteorológicos extremos (tormentas severas, incendios forestales, inundaciones, etc.); y riesgos físicos *crónicos*, asociados a un agravamiento progresivo de las condiciones meteorológicas (incremento o descenso de las temperaturas, aumento del nivel del mar, etc.) (Electric Power Research Institute, 2021). De esta manera, el cambio climático puede causar estragos en todo el mundo al poner en peligro las infraestructuras críticas de los países, entre las cuales se encuentra la red eléctrica. Las implicaciones para la red eléctrica comprenden tanto los daños físicos a equipos como cortes de suministro de larga duración, lo que en última instancia se traduce en un impacto considerable en la sociedad y el sistema eléctrico.

En este contexto, hay motivos para pensar que, a pesar de que la red eléctrica es ahora capaz de absorber y recuperarse ante los eventos climáticos adversos, podría no estar lo suficientemente preparada para enfrentarse a futuros fenómenos meteorológicos más severos que los actuales. Por este motivo, se deben concentrar esfuerzos en garantizar la fiabilidad y la resiliencia en toda la cadena de suministro de la red de distribución. Para lograr este objetivo, el desarrollo de una *metodología* que ayude a identificar, justificar y priorizar las inversiones cobra especial importancia para minimizar los impactos económicos, sociales y en la infraestructura del cambio climático.

La razón de ser de este proyecto reside por tanto en la actual ausencia de modelos que permitan determinar, por un lado, el potencial impacto físico y económico del cambio climático en la infraestructura eléctrica (*cómo* va a afectar) y, por otro, qué puntos de la red eléctrica serían especialmente vulnerables a tales eventos atmosféricos adversos (*dónde* va a afectar). De este modo, con la ayuda de la metodología desarrollada será posible la identificación de focos problemáticos con la anticipación suficiente para paliar el efecto del cambio climático en la red de distribución de cualquier compañía eléctrica (*qué* hacer ante ello). En definitiva, se trata de una herramienta que permitirá priorizar las inversiones en infraestructura de la forma más eficiente posible para garantizar una red eléctrica resiliente y robusta. Por todas estas razones, el presente proyecto puede resultar de gran interés para aquellas empresas que cuenten con infraestructura de red, ya sea para el transporte de energía (Red Eléctrica Española) o para la distribución (p. ej. Iberdrola).

Revisando el estado del arte frente a la problemática planteada, se observa que a día de hoy son muchos los autores que coinciden en que la adaptación de la infraestructura energética al cambio climático para hacerla lo más resiliente posible resulta imperativo en la coyuntura actual. Desde la EEA (European Environment Agency, 2019) se sostiene

que el cambio climático es inminente y que impactará tanto en las temperaturas y demanda energética de los países como en el número de fenómenos meteorológicos extremos que tendrán lugar – precipitaciones, tormentas y vientos fuertes –, lo que supondrá altos costes económicos para la sociedad y el sistema energético. Es por ello por lo que se subraya la necesidad de incluir la variable del cambio climático de cara a la planificación y construcción de nuevas infraestructuras, fomentando así la inversión en resiliencia a través de todo el sector energético.

Asimismo, grandes instituciones como la Comisión Europea también han puesto en marcha iniciativas de financiación y subvención como el Programa *Horizon Europe* (Comisión Europea, 2021) que persiguen desarrollar soluciones que garanticen la resiliencia de las infraestructuras europeas expuestas a fenómenos naturales extremos y/o al cambio climático. Este programa ofrece oportunidades no solo a grandes empresas con sede en la Unión Europea sino también a PYMES y universidades, con el objetivo de promover la contribución activa de las organizaciones a enfrentarse a los retos de la sociedad a nivel europeo y mundial en materias de Seguridad civil para la sociedad (Hezelburcht, 2021), entre otros.

En este contexto, grandes compañías energéticas tales como Con Edison (Consolidated Edison Company, 2021), están abogando ya por el refuerzo y protección de sus activos ante potenciales inclemencias del tiempo en el futuro, llevando cabo diversas acciones para adaptar su planificación, operaciones y respuesta en caso de emergencia al mismo tiempo que minimiza el impacto del cambio climático en sistemas y comunidades. Asimismo, desde el EPRI (Electric Power Research Institute, 2021) se subraya la importancia de realizar inversiones eficientes en infraestructura eléctrica destinadas a evitar que la sociedad pueda verse expuesta a cortes de suministro como consecuencia del cambio climático. Siguiendo esta línea, la institución ahonda también en la descripción de los desafíos en lo que a la monetización del impacto de dichas interrupciones en las comunidades se refiere.

Además de comprobar que nuestro proyecto responde a una verdadera necesidad del panorama energético, existen otros trabajos que plantean su propia respuesta tecnológica ante el problema que nos ocupa. Chondrogiannis et al. (2017) estudian de qué manera afectan los desastres naturales – tormentas, inundaciones, olas de calor – tanto a la infraestructura física de red como de forma indirecta alterando los patrones de consumo. Se trata por consiguiente de un mero análisis de las consecuencias del cambio climático en los activos de red, pero sin llegar a desarrollar una metodología para solventarlo.

Desde CIGRE (2021) se afirma que el cambio climático va a venir acompañado de consecuencias más graves y frecuentes que hasta ahora, por lo que resulta sumamente importante que se garantice la resiliencia de los sistemas energéticos. Para ello, por medio de un proceso de encuestas, la organización identifica la necesidad de desarrollar una metodología que considere la probabilidad de ocurrencia y la severidad de potenciales fenómenos climáticos adversos, así como métricas para evaluar la resiliencia.

Mancarella & Panteli (2015) plantean un modelo que valora el grado de impacto de los eventos meteorológicos extremos en función de los tiempos de restauración de la conexión tras dicho acontecimiento y el coste asociado a ello. Por el contrario, nuestro proyecto pretende también incluir en el análisis el valor económico del activo físico que sería potencialmente dañado. De la misma manera, un estudio posterior realiza el mismo análisis, pero esta vez incluyendo también la probabilidad de daño estructural en activos

además de los cortes de suministro (Panteli, Pickering, Wilkinson, Dawson, & Mancarella, 2016).

Coles et al. (2015) desarrollan un marco teórico en el que se definen todos los pasos necesarios para evaluar los efectos de eventos HILF (“High Impact Low Frequency” events) en los activos de red, de forma que se puedan aplicar las medidas de respuesta que se consideren oportunas en función del riesgo que esos acontecimientos entrañen. La diferencia con nuestro enfoque reside en que estos consideran todo tipo de eventos adversos – como por ejemplo pandemias, ciberataques, una detonación nuclear – y no solo los derivados del cambio climático, por lo que no se lleva a cabo un estudio del impacto ni el análisis económico que nuestro proyecto plantea.

En suma, si bien es cierto que existe un número relevante de agentes que han desarrollado y/o puesto en práctica acciones para maximizar la resiliencia de la infraestructura eléctrica ante eventos meteorológicos extremos, hasta donde se tiene conocimiento no existe una metodología que englobe todas las características que se presentan en este proyecto.

En este contexto, las principales cuestiones que se pretenden resolver en este trabajo son las siguientes:

1. Estudiar del impacto del cambio climático en la red de distribución (*qué*).
2. Identificar qué puntos o activos de una infraestructura de red son más vulnerables (*dónde*).
3. Valorar económicamente el impacto del cambio climático en la red y la sociedad (*cuánto*).
4. Crear una metodología que permita la priorización y justificación de inversiones (*cómo*).
5. Contribuir a los objetivos de eficiencia energética y alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (*por qué*).

Este artículo está organizado de la siguiente manera. La sección 2 está dedicada a describir con detalle las fases de metodología propuesta en este proyecto a modo de marco teórico. La sección 3 está centrada en los resultados de la aplicación práctica de la metodología, ilustrados a través de dos casos prácticos relacionados con las olas de calor en España. Para concluir, en la sección 4 se exponen las ventajas del uso de la metodología y las deficiencias que presenta, así como sugerencias para perfeccionarla.

Metodología

Tal y como se ha expuesto anteriormente, existe una necesidad justificada de desarrollar un proceso de detección y evaluación temprana de los riesgos a los que se enfrentan los operadores eléctricos y la sociedad ante el cambio climático. De esta manera, se pretende facilitar y reforzar la capacidad de previsión de los agentes implicados y permitir que tomen las medidas pertinentes para el fortalecimiento de esta infraestructura crítica a tiempo.

La metodología propuesta en el presente proyecto (y que se muestra en la Figura 1) consta de tres fases diferenciadas:

1. Impacto del Clima en la Red de Distribución. En esta primera fase, se pretende determinar y analizar el impacto de cada uno de los eventos meteorológicos adversos en cada elemento de la infraestructura de red. Para ello, se ha dividido esta etapa en dos procesos:

1.1. *Inputs*. Para poder llevar a término el estudio de impacto, es necesario en este punto determinar qué define a un fenómeno meteorológico como extremo, esto es, cuándo podemos afirmar que unas condiciones climáticas son adversas o no. Para ello, se realiza una diferenciación entre aquellos eventos que pueden caracterizarse según umbrales de riesgo ya definidos por la AEMET (Temperatura ambiente, vientos y precipitaciones) o bien deben ser definidos por otras variables y sus umbrales establecidos por otros medios. Este ejercicio permitirá distinguir las condiciones climáticas verdaderamente extremas de las que no. Asimismo, en el momento en el que se quiera aplicar la metodología, este punto está también concebido para poder seleccionar el evento meteorológico que se pretende estudiar de entre los expuestos, justificando el porqué de dicha elección.

1.2. *Coste asociado*. En esta fase, el objetivo principal es realizar la valoración económica del impacto de cada evento climático sobre cada activo de red. Para llevar esto a cabo, es necesario apoyarse en gran medida en la literatura y en estudios técnicos que aborden las consecuencias de fenómenos naturales sobre la infraestructura. Por otro lado, se ha de añadir a estos costes el correspondiente a los efectos en el cliente final (la sociedad) de la pérdida de suministro que puede derivar de estos fenómenos. Esta variable, conocida como VoLL (“Value of Lost Load”), constituye no obstante una estimación aún en vías de desarrollo.

2. *Cambio climático*. En esta segunda etapa se trabajará muy estrechamente con las predicciones y herramientas de Cambio Climático que se encuentren a nuestro alcance, con el fin de identificar las previsiones más adversas según la región y el horizonte temporal de estudio seleccionados para aplicar la metodología. De esta manera, se tratará de determinar la áreas más vulnerables al cambio climático dentro de un territorio, con el fin de identificar de 3 a 5 puntos críticos en los que enfocarse para minimizar el potencial impacto de eventos meteorológicos extremos. En nuestro caso, la región en la que centraremos nuestro estudio es España.

3. *Análisis Coste Beneficio*. En esta última fase de la metodología, el objetivo es determinar qué inversiones en mejora de resiliencia de la red son más eficientes para minimizar el impacto del cambio climático a la vez que aportan beneficios para la sociedad y el sistema eléctrico. Esta etapa permite por tanto seleccionar aquellas propuestas de inversión con mayor viabilidad y rentabilidad – funcionando así como una herramienta de priorización de inversiones – a partir de las conclusiones obtenidas en los apartados anteriores.

Para ilustrar la utilidad de la metodología, a continuación se exponen dos casos de uso reales que muestran cómo la aplicación de la misma puede conducir a la identificación temprana de puntos vulnerables de la red de un operador energético de gran relevancia en nuestro país como Iberdrola.



Figura 1. Esquema de la Metodología

Elaboración propia

Resultados

Una vez diseñado el marco teórico de la metodología, la segunda parte de nuestro proyecto está orientada a la aplicación práctica de esta junto con la exposición de los resultados obtenidos en el proceso, de manera que se pueda demostrar su utilidad.

El objetivo de desarrollar una metodología con carácter general es personalizarla en función de la amenaza del cambio climático y de la ubicación de la red afectada que se pretenda analizar. Esto es así puesto que sin duda existen diferencias significativas entre territorios, para los que habrá que analizar los efectos particulares que el cambio climático causará en ellos. En nuestro caso, el horizonte temporal seleccionado es de 30 años vista (2050 aproximadamente) y la región de estudio estará compuesta por aquellos territorios en los que actualmente está desplegada la red de Iberdrola.

En el caso de España, se identifica que las consecuencias más claras del cambio climático giran en torno al aumento de las temperaturas y la duración y frecuencia de las olas de calor – según la plataforma (AdapteCCa) y (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2020) – por lo que el presente proyecto pretende abordar a través de la aplicación de la metodología dos efectos derivados de esta tendencia de calentamiento: el impacto en los hábitos de consumo de refrigeración pico de la sociedad y el incremento del riesgo de ocurrencia de incendios durante las olas de calor.

Incremento de Demanda de Aire Acondicionado

1.1. Inputs: Tendencias de las Temperaturas y Cooling Degree Days

Según la (Agencia Estatal de Meteorología, 2019), la frecuencia de aparición de las olas de calor en España es casi diez veces superior que a principios de siglo – pasando de una cada 30,7 años a una cada 3,7 años –, y la temperatura media de las masas de aire es de 1,3°C más caliente que hace cuarenta años. Por otro lado, numerosos estudios¹ apuntan a que existe una clara correlación entre la temperatura y los niveles de consumo eléctrico de los países, puesto que el incremento de las temperaturas empuja a las personas a intensificar el uso de equipos de refrigeración tales como ventiladores y aires acondicionados.

¹ (European Environment Agency, 2019); (Auffhammer, Levermann, & Wenz, 2017); (International Energy Agency, 2018)

En este contexto, se advierte que el indicador utilizado para evaluar las necesidades de refrigeración de la población de un país son los Cooling Degree-Days (o Grados-Día de Refrigeración) (U.S. Energy Information Administration). Se trata de un parámetro que permite cuantificar la demanda de energía necesaria para enfriar los edificios, y que en nuestro caso facilitará el análisis del impacto de las olas de calor en la red eléctrica.

1.2. Coste Asociado: Incremento de demanda de Refrigeración

El potencial coste asociado a estos eventos en la red de distribución española queda perfectamente expresado por (Garrido-Perez, Barriopedro, García-Herrera, & Ordóñez, 2021). En el caso de que las predicciones sean correctas, estos episodios extremos conllevan implicaciones considerables en tanto que los planificadores de red deberán ajustar la capacidad máxima del sistema eléctrico español para poder hacer frente a los picos de demanda y evitar sobrecargas de los equipos y cortes de suministro. Este aumento de capacidad tiene, a su vez, repercusiones adversas en el sistema puesto que los desequilibrios entre la capacidad de generación y la demanda en los periodos no extremos originará una disminución de la eficiencia energética de la infraestructura de red. Por último, aun sin producirse apagones, la posible escasez de energía durante estos fenómenos extremos unido al correspondiente impacto en el precio de electricidad para los consumidores es un motivo de peso para considerar las olas de calor como un riesgo para la sociedad.

Con todo y tal y como se ha adelantado en el anterior apartado, la manera de estudiar el impacto de las olas de calor en el consumo eléctrico es a través de la relación entre los Cooling Degree-Days y la demanda de los hogares. Dado que en España existen claras diferencias regionales, se subraya la relevancia de realizar un análisis preciso por área para el correcto desarrollo de una regulación y medidas eficientes ajustadas a las necesidades de cada una de ellas.

1.3. Cambio Climático: Proyecciones de CDD y Consumo Eléctrico asociado en España

En esta fase se procede a la identificación de las provincias en las que se proyecta un incremento más pronunciado del riesgo de olas de calor. Para ello, se hace uso del visor de escenarios de cambio climático del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (AdapteCCa), gracias al cual se concluye que Salamanca, Guadalajara, Ávila, Cáceres y Murcia serán provincias especialmente vulnerables a las olas de calor y verán incrementados su grados-día de refrigeración de forma significativa.

En segundo lugar, se ha de determinar también cuáles son las proyecciones de incremento de consumo debido a la intensificación de uso de equipos de refrigeración motivada por el cambio climático. Para ello, se ha realizado a cabo una estimación a 2050 de este aumento medio en base a los patrones de consumo eléctrico actuales en España (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2018) (Red Eléctrica de España) y estudios sobre la evolución de dicho consumo en España en el futuro (Aalborg Universitet, 2018) (Aalborg Universitet, 2017). Los resultados de este estudio se muestran en la Tabla 1.

Sin embargo, dado que la finalidad de la metodología es encontrar puntos críticos específicos y vulnerables al cambio climático, en la Tabla 2 se particulariza el valor del incremento de consumo medio de España para las provincias identificadas. Este cálculo se realiza en base a los CDD de cada provincia y al reparto de la demanda por sector.

Llegados a este punto, el siguiente paso consiste en analizar cómo estos nuevos consumos afectarían a la infraestructura de red de dichas provincias, con el objetivo de determinar si efectivamente hay riesgo de sobrecargas en estos sistemas y poder remediarlo a tiempo.

Sector	Demanda eléctrica actual (GWh)	Demanda eléctrica AC actual ajustada	Proyección incremento demanda de AC a 2050	Incremento demanda por AC
Fuentes	(Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2018)	(Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2018) (Aalborg Universitet, 2017)	(Aalborg Universitet, 2018)	
Servicios	74.600	2,3%	17.900	100%
Residencial	75.200	24%	5.300	500%
Industrial	78.750	6%	4.725	5%
España				16%

Tabla 1. Resumen de los cálculos del incremento de demanda eléctrica debido a la intensificación de la refrigeración de espacios.

		Salamanca	Guadalajara	Ávila	Cáceres	Murcia	España
Variación de CDD		67.55%	65.20%	116.05%	64.01%	56.70%	69.23%
Reparto de consumos	Incremento						
25.00%	Consumo eléctrico debido a refrigeración doméstica	8.60%	8.39%	12.84%	8.29%	7.65%	8.74%
30.00%	Consumo eléctrico debido a refrigeración servicios	7.08%	6.91%	10.57%	6.82%	6.30%	7.20%
45.00%	Consumo eléctrico debido a refrigeración industrial	0.13%	0.13%	0.20%	0.13%	0.12%	0.14%
100.00%	Consumo eléctrico debido a refrigeración	15.81%	15.43%	23.61%	15.24%	14.07%	16.08%

Tabla 2. Incremento de consumo eléctrico debido a refrigeración por provincia.

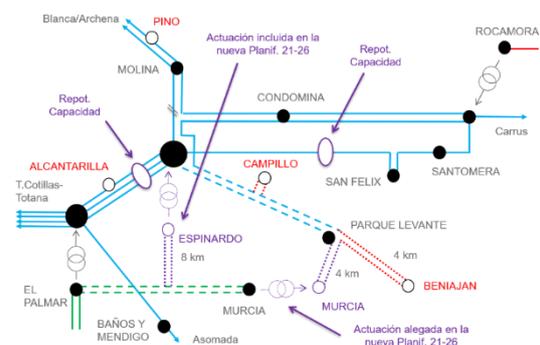
1.4. Análisis Coste-Beneficio y Propuesta de Inversión

En esta última fase, el objetivo es determinar si este aumento de consumo a 2050 es realmente significativo y tiene un coste asociado para la población. Para ello, se aplican los incrementos de consumo (unidos a otras variables como el crecimiento vegetativo de la demanda y la penetración del vehículo eléctrico) en los modelos de planificación para identificar puntos críticos.

En nuestro caso se concluye que la ciudad de Murcia resulta ser la más perjudicada por este cambio en los patrones de demanda. Por ello, a continuación se muestra una posible solución para evitar que las olas de calor provoquen cortes de suministro por sobrecargas de la red, conduciendo a pérdidas económicas para la sociedad e industria de la región:

	Coste (M€)
Nueva ST PINO 132/20 kV	6,5
Nueva ST ALCANTARILLA 132/20 kV	7,5
Nueva ST BENIAJAN 132/20 kV	12,5
Nueva ST CAMPILLO 132/20 kV	10
ST CONDOMINA (Sustitución Transformador)	0,5
Total	37

Tabla 3. Propuesta de inversión para la ciudad de Murcia. Figura 2. Esquema de conexión de la nueva infraestructura.



1.5. Conclusiones y Recomendaciones

Desde la perspectiva de Iberdrola, los resultados de la aplicación de la metodología ponen de relieve las siguientes oportunidades para la compañía:

1. Identificación: Anticiparse a los futuros problemas de la red.
2. Planificación: Dimensionar proactivamente la red para evitar futuras saturaciones.
3. Inversión: Facilitar las inversiones en digitalización para incorporar la flexibilidad en la red de distribución y refuerzos de la red cuando sea necesario.

Asimismo, con objeto de alejar nuestra propuesta del Mínimo Producto Viable, se sugieren las siguientes líneas de investigación:

- Incluir las mejoras de eficiencia energética y de equipos de refrigeración a 2050.
- Incorporar las curvas de carga del aire acondicionado para calcular los picos de consumo durante las olas de calor con mayor precisión, puesto que para el estudio se han considerado consumos de AC planos.
- Realizar estudios más detallados partiendo de la Baja Tensión (en lugar de desde Alta).
- Incluir la variable de los CDD en las herramientas de planificación (como el crecimiento vegetativo) para incorporar el impacto del cambio climático en las predicciones de carga.

Incendios

2.1. Inputs: Tendencias de Riesgo de Incendios

Otra de las consecuencias más frecuentes de las olas de calor es el incremento de riesgo de ocurrencia de incendios forestales. Esto se debe a que la aparición de incendios forestales se encuentra íntimamente ligada a las condiciones del clima, y por ende puede verse agravada por las tendencias de cambio climático proyectadas para 2050 (Marsh & McLennan Advantage, 2019).

Al igual que en el caso del incremento de demanda de aire acondicionado y los grados-día de refrigeración, la variable que va a permitir evaluar el impacto de los incendios en el sistema eléctrico es el Fire Weather Index (Lawson & Armitage, 2008). Se trata de un indicador que proporciona una valoración directa del peligro de un incendio y estima la intensidad de propagación del fuego basándose únicamente en la meteorología (temperatura, humedad relativa, velocidad del viento, precipitación y radiación solar). Resulta ser un parámetro especialmente interesante ya que en estudios como el de (Camia, Libertá, & San-Miguel-Ayanz, 2017) demuestran que existe una relación exponencial entre el FWI y la superficie forestal quemada, lo cual nos puede ayudar a realizar las estimaciones pertinentes para España de contar con las proyecciones de FWI.

<i>Nivel de riesgo</i>	<i>FWI</i>
<i>Muy bajo</i>	< 5,2
<i>Bajo</i>	5,2 – 11,2
<i>Moderado</i>	11,2 – 21,3
<i>Alto</i>	21,3 – 38,0
<i>Muy Alto</i>	38,0 – 50
<i>Extremo</i>	≥ 50

Tabla 4. Niveles de FWI de riesgo de peligro de incendios.

2.2. Coste Asociado: Costes Directos e Indirectos de los Incendios

Según varios estudios existe una evidencia clara de que el mayor coste que pueden sufrir las compañías eléctricas es el de asumir la responsabilidad de haber causado un incendio forestal a través de su actividad (Marsh & McLennan Advantage, 2019). Entre las principales causas de ello destaca la formación de arcos eléctricos en las líneas de distribución – que finalmente provocan la ignición de la maleza – debido a fallos en los equipos eléctricos o en la ineficiente gestión de la vegetación circundante.

En este contexto, las compañías eléctricas podrían verse abocadas a la compensación económica de los costes² derivados de los incendios, los cuales quedan resumidos en la Tabla 5 a continuación:

Tipo de Coste	Subtipo de Coste	Orden de Magnitud ³	Valor
Costes Directos	Pérdidas de Recursos Forestales	€€€	3.385 €/ha
	Costes de Extinción	€€	
	Costes de Regeneración	€€	3.422 €/ha
	Daños Patrimoniales	€€€	
	Pérdidas de Suministro	€€€	
	Valor Energético de la Biomasa	€€€€	
Costes Indirectos	Servicios Ecosistémicos	€€€	
	Medioambientales (Emisión de CO ₂ , Fijación de CO ₂)	€€€	
	Salud Pública (asociada a la contaminación atmosférica)	€€€	
	Daño social (asociado a la salud mental)	€€€€	

Tabla 5. Costes asociados a incendios y órdenes de magnitud.

Dada esta situación, las compañías aseguradoras sugieren encarecidamente que las empresas eléctricas incrementen las acciones de mitigación de riesgo de incendios en su infraestructura de red.

2.3. Cambio Climático: Proyecciones de FWI en España

En el caso particular de España, a través de la plataforma Copernicus de la (European Commission) es posible obtener información sobre el número de días al año por provincia en los que el FWI es alto (21,3 – 38) o muy alto (38 – 50), y compararlos con los valores históricos de cada una. No obstante, de cara a realizar la propuesta de inversión y debido a los datos internos con los que opera la compañía, se muestran los incrementos relativos del número de días con riesgo alto de incendios por región de operación de Iberdrola en la Tabla 6 y la Figura 3.

A partir de estos incrementos porcentuales, se pretende en la siguiente fase plantear una propuesta de inversión que permita minimizar la posibilidad de ocurrencia de incendios forestales debido a la infraestructura eléctrica (todo ello a su vez propiciado por las altas temperaturas derivadas del cambio climático).

² (AXA, 2021) (Marsh & McLennan Advantage, 2019) (Camia, Libertá, & San-Miguel-Ayanz, 2017) (Butry, Fung, Gilbert, Thomas, & Webb, 2017) (WWF, 2014) (Università degli Studi della Tuscia, 2020) (Haltenhoff, 2005).

³ (Butry, Fung, Gilbert, Thomas, & Webb, 2017)

FWI (38 – 50)			
	Valor histórico (1971-2005)	Incremento total del n° de días	Incremento %
Norte	3	6	200%
Oeste	95	78	82,11%
Centro	94	65	69,1%
Este	90	37	41,1%



Tabla 6. Proyecciones del incremento del n° de días con FWI muy alto por región de operación de Iberdrola

Figura 3. Mapa de las Proyecciones del incremento del n° de días con FWI muy alto por región de operación de Iberdrola.

Elaboración propia a partir de (European Commission)

2.4. Análisis Coste-Beneficio y Propuesta de Inversión

En vista de la dificultad para asignar un coste concreto a los incendios forestales, se concluye que la solución más acertada con los datos disponibles es acelerar las inversiones contra incendios dentro de la compañía de manera proporcional al incremento de riesgo analizado (FWI). En el caso de Iberdrola, dado que las acciones internas contra incendios se planifican por región de actividad, se sugiere incrementar las medidas actuales de manera proporcional al aumento previsto de días con riesgo muy alto de FWI por región. Siguiendo esta línea, la Tabla 7 ilustra a modo de ejemplo cómo se articularía la propuesta de inversión:

		Actuación	Magnitud	Norte	Oeste	Centro	Este
				200%	82%	69%	41%
Vegetación		Planes de tala, poda y herbicida	k€				
		Plan de mejora de la Red	ap				
	Líneas		Renovar líneas completas	km			
		Renovar conductores	km				
		Sustitución conductor desnudo BT por trenzado en zona arbolado	km				
Instalaciones	CT	CT intemperie por CTIC (compacto)	ud				
		Eliminar EMP prescindibles	ud				
	EMP	Sustituir fusibles ballesta	ud				
		Sustituir seccionadores tripolares por OCR	ud				

Tabla 7. Propuesta de inversión por región de actividad de Iberdrola.

2.5. Conclusiones y Recomendaciones

Los resultados obtenidos tras la aplicación de la metodología demuestran la viabilidad del FWI como indicador para distinguir en qué regiones de operación es necesario aumentar la inversión para mitigar el riesgo de incendios forestales, de forma que puede ayudar a tomar decisiones fundamentadas sobre la planificación de las inversiones en la red de distribución.

Con todo, a continuación se sintetizan algunas ideas que podrían contribuir a mejorar la resolución de las estimaciones, planteando así inversiones más eficientes:

- Concretar las zonas con mayor riesgo de incendios de cada región, de manera que se consiga identificar con mayor precisión los puntos más vulnerables del territorio.
- Cruzar estas estimaciones con los datos del estado de la red en tiempo real, de forma que se puedan asignar las inversiones a las zonas con infraestructura de red más crítica o en peor estado.
- Debido a la gran cantidad de bosques y entornos naturales en el área de servicio de Iberdrola, se recomienda contar con herramientas que incluyan el FWI en los procesos de planificación.

Conclusiones

En la actualidad, los efectos del cambio climático comienzan a hacerse notar en la infraestructura de red llegando en algunos casos a afectarla de forma severa. Como se ha ido demostrando a lo largo de este proyecto, las proyecciones climáticas apuntan a un agravamiento de la frecuencia e intensidad de los fenómenos climáticos extremos, por lo que se espera que estos impactos sobre la red vayan también a incrementarse en el futuro cercano.

Para hacer frente a esta situación, el presente trabajo pretende elaborar un marco teórico – una Metodología – que ayude a justificar, proponer y priorizar inversiones en la infraestructura eléctrica para contribuir a una mejor adaptación a los efectos adversos del cambio climático y, por ende, a minimizar sus consecuencias sobre la sociedad y el sistema eléctrico.

Debido a que se trata de un problema a nivel mundial, la metodología planteada aspira a alcanzar un carácter global y general, de manera que resulte fácilmente extrapolable a otras áreas geográficas. Esto es así puesto que cada localización sufre (y sufrirá) unos efectos del cambio climático completamente diferentes a los de otras, y un método común para identificar vulnerabilidades y crear herramientas para justificar inversiones adicionales es de gran utilidad.

1. Conclusiones de la Metodología

La principal aportación de este proyecto reside en el propio desarrollo del marco teórico de la metodología expuesta. Basándonos en el estudio de la técnica no existe, hasta donde se tiene conocimiento, un procedimiento definido y enfocado como el de esta metodología para identificar inversiones en mejora de resiliencia de la infraestructura eléctrica ante el cambio climático. Tras numerosos intentos y planteamientos distintos, se presenta aquí la versión más optimizada de este proceso simplificado en tres fases que, si bien a simple vista se antojan sencillas, en la práctica se comprueba que entrañan ciertas dificultades que expondremos más adelante.

Otra de las grandes ventajas de esta metodología, tal y como se señalado antes, es precisamente su carácter general y simple. Lo que se persigue con esta característica es que se posible aplicarla a cualquier nivel de detalle (a una subestación transformadora o una provincia entera), en cualquier geografía (Europa, Estados Unidos, etc.) y por cualquier compañía eléctrica. Este aspecto adquiere gran valor en el caso de empresas

internacionales como Iberdrola, ya que esta metodología común interna puede particularizarse para cada caso concreto con facilidad.

Por último, responde a los nuevos requerimientos de la Unión Europea en tanto que propone un marco para la identificación temprana de puntos débiles en una de las infraestructuras críticas de un país, con objeto de desplegar soluciones innovadoras que garanticen su funcionamiento continuo (Comisión Europea, 2021).

No obstante, conviene asimismo señalar las dificultades afrontadas durante su formulación. En primer lugar, existe una fase de la metodología que ha resultado especialmente compleja de desarrollar con precisión: la evaluación económica del impacto de los fenómenos meteorológicos extremos sobre los activos de red (Fase 1.2). Debido al gran número de efectos derivados de estos eventos y la diversidad de elementos que componen la infraestructura eléctrica, ha supuesto un gran esfuerzo y revisión bibliográfica el determinar los impactos en cada activo y, en algunos casos, se ha observado una falta de información al respecto. Por ello, se reconoce la existencia de un amplio margen de mejora en la consecución este apartado. En segundo lugar, la incertidumbre que rodea a la evolución del cambio climático también ha implicado la asunción de ciertas hipótesis en algunos casos para poder avanzar en el proyecto.

2. Conclusiones de los Resultados

La deducción más destacada tras la puesta en práctica de la metodología es que la gran utilidad de esta reside en la posibilidad de identificar de forma temprana los puntos vulnerables y necesidades potenciales de la red ante el cambio climático. De esta manera, a pesar de que los resultados obtenidos se deriven en algunos casos de generalizaciones y estimaciones a largo plazo, la metodología ha permitido poner de relieve problemáticas que de otra forma no habrían sido detectadas tan prematuramente. Con todo, una opción para lograr un resultado más concreto y riguroso a partir de esta detección es derivarlo a equipos más especializados en la materia que puedan continuar este análisis (como en el caso de aumento de demanda de refrigeración).

Asimismo, para cada uno de los casos prácticos se ha formulado una propuesta de inversión que, desde nuestro punto de vista, contribuyen a paliar los potenciales efectos de las olas de calor en los activos de red. En cada uno de ellos, se sugiere encarecidamente la incorporación de las variables utilizadas en el estudio (CDD y FWI) en los sistemas y herramientas de planificación de red, pues su viabilidad como indicadores queda demostrada a lo largo del análisis.

3. Recomendaciones para futuros desarrollos

Tras las conclusiones expuestas en los apartados previos y en cada uno de los casos de uso, resulta evidente que la metodología podría beneficiarse de la inclusión de nuevos enfoques y/o líneas de mejora en su definición. A continuación se desarrollan las principales vertientes de investigación sugeridas:

1. Incorporación de variables adicionales en la primera fase de la metodología.
 - a. *Estado de la red.* El coste asociado a un fenómeno meteorológico extremo no depende únicamente de las características de dicho evento sino también del nivel de funcionalidad del activo de red (en función de sus años de antigüedad, del modelo, del desgaste al que se ha visto expuesto, etc.). Este tipo de datos podría estar disponible internamente para los planificadores de red y contribuiría a una selección más precisa de las inversiones a realizar.

- b. *Variables socioeconómicas*. Podrían ser de utilidad para diferenciar los patrones de demanda de los consumidores y ajustar las curvas de carga de manera acorde.
2. Aplicación de la metodología en otros países. Dada la actividad global de Iberdrola – y de muchas otras compañías eléctricas – podría resultar un ejercicio interesante el comprobar la viabilidad y eficiencia de la metodología en otras áreas geográficas. Se sugiere llevar esto a cabo en una región que presente condiciones y amenazas climatológicas que se diferencien significativamente de las de España (p. ej. el impacto en los postes de electricidad de Avangrid de las grandes tormentas).
3. Modelización de la metodología a través de herramientas de programación y técnicas de machine learning. En base a los resultados obtenidos en la fase 1.2. de la metodología (coste asociado), podría ser posible configurar un algoritmo de toma de decisiones que permitiese identificar acciones en la red a corto plazo en función de los riesgos a los que estuviera expuesta. Este planteamiento permitiría identificar el momento y ubicación óptimos de la sustitución y/o la revisión de equipos en función de dos criterios: los costes evitados con la inversión y los costes de la inversión en si (y que también tendrá en cuenta otros parámetros como la edad de los equipos, el riesgo cambiante en el tiempo de la amenaza y el elemento de red, etc.).
4. Evaluación e incorporación del coste para el cliente derivado de los cortes de suministro (VoLL). A pesar de que en los casos de estudio presentados en este proyecto no se ha profundizado finalmente en el cálculo del VoLL, se confiere gran utilidad y valor a este indicador para tener en cuenta el impacto en la sociedad de averías en la infraestructura eléctrica con motivo del cambio climático. De cara a futuros desarrollos, podría resultar interesante la construcción de una herramienta visual (p. ej. un mapa) que permitiera identificar por territorio los puntos en los que las pérdidas económicas asociadas a un apagón fueran más elevadas a partir de los valores del VoLL. Así, al añadir este grado de precisión a la metodología, las propuestas de inversión podrían ser incluso más eficientes y estarían mejor orientadas.

En definitiva, la elaboración y perfeccionamiento de una metodología que contribuya al fortalecimiento de la resiliencia de la infraestructura eléctrica constituye sin duda una gran apuesta y un paso importante en la protección de la sociedad contra el cambio climático.

Bibliografía

- Aalborg Universitet. (2017). *2015 Final Heating and Cooling Demand in Spain*.
- Aalborg Universitet. (2018). *Heat Roadmap Spain. Quantifying the Impact of Low-Carbon Heating and Cooling Roadmaps*. European Union .
- AdapteCCa. (n.d.). *Visor de Escenarios de Cambio Climático*. Retrieved from https://escenarios.adaptecca.es/#&model=eqm-multimodel&variable=tasmax&scenario=rcp85&temporalFilter=YEAR&layers=AREAS&period=MEDIUM_FUTURE&anomaly=RAW_VALUE
- Agencia Estatal de Meteorología. (2019). *Análisis de la ola de calor de junio de 2019 en un contexto de crisis climática*.
- Auffhammer, M., Levermann, A., & Wenz, L. (2017). *North–south polarization of European electricity consumption under future warming*.
- AXA. (2021). *Iberdrola Wildfire Liability Discussion*.
- Butry, D., Fung, J., Gilbert, S., Thomas, D., & Webb, D. (2017). *The Costs and Losses of Wildfires - A Literature Review*.
- Camia, A., Libertá, G., & San-Miguel-Ayanz, J. (2017). Modeling the impacts of climate change on forest fire danger in Europe. *JRC Technical Reports*.
- Chondrogiannis, S., Marios Karagiannis, G., Krausmann, E., & Turksezer, Z. I. (2017). *Power grid recovery after natural hazard impact*.
- Coles, G., Dagle, J., Yao, J., Glantz, C., Gourisetti, S., Millard, W., . . . Veeramany, A. (2015). *Framework for Modeling HighImpact, Low-Frequency Power-Grid Events to Support Risk-Informed decisions*.
- Comisión Europea. (2021). *European infrastructures and their autonomy safeguarded against systemic risks*. Retrieved from <https://ec.europa.eu/info/funding-tenders/opportunities/portal/screen/opportunities/topic-details/horizon-cl3-2021-infra-01-01;callCode=HORIZON-CL3-2021-INFRA-01;freeTextSearchKeyword=;matchWholeText=true;typeCodes=1;statusCodes=31094501,31094502,31094503>
- Consolidated Edison Company. (2021). *Climate Change Resilience and Adaptation*.
- Electric Power Research Institute. (2021). *Program on Technology Innovation: Identifying the Gaps and Challenges of Resilience Valuation*.
- European Environment Agency. (2019). *Adaptation challenges and opportunities for the European energy system*. doi:10.2800/227321
- European Commission - Copernicus Observation Programme. (n.d.). *Climate Data Store*. Retrieved from <https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/home>
- Garrido-Perez, J. M., Barriopedro, D., García-Herrera, R., & Ordóñez, C. (2021). Impact of climate change on Spanish electricity demand.
- Haltenhoff, H. (2005). *Manual de Efectos del Fuego y Evaluación de Daños*.
- Hezelburcht. (2021). *Horizon Europe | Civil Security for Society*. Retrieved from <https://www.hezelburcht.com/en/grants/horizon-europe-civil-security-for-society/>

- International Energy Agency. (2018). *The Future of Cooling. Opportunities for energy-efficient air conditioning.*
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. (2018). *Informe sintético de indicadores de eficiencia energética en España.* Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.
- Lawson, B., & Armitage, O. (2008). *Weather Guide for the Canadian Forest Fire Danger Rating System.*
- Mancarella, P., & Panteli, M. (2015). *Modelling and Evaluating the Resilience of the Critical Electrical Power Infrastructure to Extreme Weather Events.*
- Marsh & McLennan Advantage. (2019). *The Burning Issue - Managing Wildfire Risk.* Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2020). *Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático 2021-2030.*
- Panteli, M., Pickering, C., Wilkinson, S., Dawson, R., & Mancarella, P. (2016). *Power System Resilience to Extreme Weather - Fragility Modeling, Probabilistic Impact Assessment, and Adaptation Measures.*
- Red Eléctrica de España. (n.d.). *Cómo consumimos electricidad.* Retrieved from https://www.ree.es/sites/default/files/interactivos/como_consumimos_electricidad/como-se-consume-en-nuestro-pais.html
- U.S. Energy Information Administration . (n.d.). *Degree Days.* Retrieved from <https://www.eia.gov/energyexplained/units-and-calculators/degree-days.php>
- Università degli Studi della Tuscia. (2020). *Prevention Action Increases Large Fire Response Preparedness. Report on wildfire suppression cost analysis.*
- WWF. (2014). *Los bosques después del fuego. Análisis de WWF sobre la necesidad de restaurar para reducir la vulnerabilidad de los bosques.*

VULNERABILITY OF THE ELECTRICAL GRID TO CLIME CHANGE: A METHODOLOGY

Introduction

It is undeniable that the consequences of climate change are just around the corner, turning a remote concern into a not-so-distant reality. The threats that climate change may bring along are divided into *acute* physical hazards, caused by an increase in the frequency of extreme weather events (severe storms, forest fires, floods, etc.); and *chronic* physical hazards, associated with a gradual aggravation of weather conditions (rising or falling temperatures, rising sea levels, etc.) (Electric Power Research Institute, 2021). In this light, climate change will potentially wreak havoc around the world havoc around the globe by jeopardizing the critical infrastructure of countries, which includes the electrical network, among others. The implications for the power grid extend to both physical damage to equipment and long-term power outages, ultimately resulting in a more acute and significant impact on society.

In this context, there are grounds to believe that, even though the electricity grid is now capable of absorbing and recovering from adverse weather events, it may not be sufficiently prepared to cope with more severe meteorological phenomena. Hence, efforts must be concentrated on ensuring reliability and resilience throughout the distribution grid supply chain. To achieve this goal, the development of a *methodology* to help identify, justify and prioritize investments is of particular importance in order to minimize the economic, social and infrastructure impacts of climate change.

The rationale behind this project therefore lies in the current lack of models to determine, on the one hand, the potential physical and economic impact of climate change on electricity infrastructure (*how* it will affect) and, on the other hand, which points of the electricity grid would be particularly vulnerable to such adverse weather events (*where* it will affect). In this way, with the help of the methodology developed, it would be possible to identify problem areas in sufficient time to mitigate the effect of climate change on the distribution network of any electricity company (*what* to do about it). In short, it is a tool that will allow the prioritization of investments in infrastructure in the most efficient way possible to ensure a resilient and well-prepared electricity grid. For all these reasons, this project may be of great interest to companies with grid infrastructure, whether for energy transmission (Red Eléctrica Española) or distribution (e.g. Iberdrola).

Reviewing the state of the art on the problem raised, it is observed that there are many authors today who agree that adapting energy infrastructure to climate change to make it as resilient as possible is imperative in the current situation. The EEA (European Environment Agency, 2019) argues that climate change is imminent and that it will impact both the temperatures and energy demand of countries and the number of extreme weather events that will occur - precipitation, storms and strong winds -, which will entail high economic costs for society and the energy system. This underlines the need to include the climate change variable in the planning and construction of new infrastructure, i.e. to encourage investment in resilience throughout the energy sector.

In addition, large institutions such as the European Commission have also launched funding and grant initiatives such as the Horizon Europe Program (Comisión Europea, 2021) that aim to develop solutions to ensure the resilience of European infrastructure exposed to extreme natural events and/or climate change. This program offers

opportunities not only to large companies based in the European Union but also to SMEs and universities, with the aim of promoting the active contribution of European organizations to face the challenges of society at European and global level in matters of civil security for society (Hezelburcht, 2021), among others.

In this context, major energy companies such as Con Edison (Consolidated Edison Company, 2021) are already advocating for the reinforcement and protection of their assets against potential future extreme weather events, taking various actions to adapt their planning, operations and emergency response while minimizing the impact of climate change on systems and communities. Likewise, the EPRI (Electric Power Research Institute, 2021) stresses the importance of making efficient investments in electricity infrastructure to prevent society from being exposed to power outages because of climate change. Along these lines, the institution also describes the challenges in terms of monetizing the impact of such outages on communities.

In addition to the fact that our project responds to a real need in the energy landscape, there are other works that propose their own technological response to the problem at hand. Chondrogiannis et al. (2017) study how natural disasters - storms, floods, heat waves - affect both the physical grid infrastructure and indirectly by altering consumption patterns. This is therefore merely an analysis of the consequences of climate change on grid assets, but without developing a methodology to address it.

CIGRE (2021) states that climate change will be accompanied by more severe and more frequent consequences than in the past, making it extremely important to ensure the resilience of energy systems. To this end, through a process of surveys, the organization identifies the need to develop a methodology that considers the probability of occurrence and severity of potential adverse climate events, as well as metrics for assessing resilience.

Mancarella & Panteli (2015) propose a model that assesses the degree of impact of extreme weather events in terms of connection restoration times after such an event and the associated cost. In contrast, our project also aims to include in the analysis the economic value of the physical asset that would be potentially damaged. Similarly, a subsequent study performs the same analysis, but this time also including the probability of structural damage to assets in addition to outages (Panteli, Pickering, Wilkinson, Dawson, & Mancarella, 2016).

Coles et al. (2015) develop a theoretical framework that defines all the necessary steps to assess the effects of HILF (“High Impact Low Frequency”) events on network assets, so that appropriate response measures can be implemented depending on the risk posed by these events. The difference with our approach is that they consider all types of adverse events - e.g. pandemics, cyber-attacks, nuclear detonation - and not only those arising from climate change, and therefore do not carry out an impact study or the economic analysis that our project proposes.

In short, while it is true that there is a relevant number of actors that have developed and/or implemented actions to maximize the resilience of electricity infrastructure to extreme weather events, to our knowledge there is no methodology that encompasses all the characteristics presented in this project.

In this context, the main issues to be addressed through this project are as follows:

1. Study the impact of climate change on the distribution network (what).
2. Identify which points or assets of a network infrastructure are most vulnerable (where).
3. To economically value the impact of climate change on the grid and society (how much).
4. Create a methodology to enable prioritization and justification of investments (how).
5. Contribute to energy efficiency targets and alignment with the Sustainable Development Goals (why).

This paper is organized as follows. Section 2 is devoted to a detailed description of the methodology phases proposed in this project as a theoretical framework. Section 3 focuses on the results of the practical application of the methodology, illustrated through two case studies related to heat waves in Spain. To conclude, Section 4 presents the advantages of using the methodology and its shortcomings, as well as suggestions for improvement.

Methodology

As stated above, there is a justified need to develop a process of early detection and assessment of the risks faced by electricity operators and society in the face of climate change. In this way, it is intended to facilitate and strengthen the foresight capacity of the actors involved and enable them to take the relevant measures to strengthen this critical infrastructure in time. The methodology proposed in this project (shown in Figure 1) consists of three distinct phases:

1. Climate Impact on the Distribution Network. In this first phase, the aim is to determine and analyze the impact of each adverse weather event on each element of the grid infrastructure. To this end, this stage has been divided into two processes:

1.1. Inputs. To be able to carry out the impact study, it is necessary at this point to determine what defines a meteorological phenomenon as extreme, i.e., when we can say that certain weather conditions are adverse or not. To this end, a differentiation is made between those events that can be characterized according to risk thresholds already defined by the AEMET (ambient temperature, winds and precipitation) or those that must be defined by other variables and their thresholds established by other means. This exercise will make it possible to distinguish truly extreme weather conditions from those that are not. When the methodology is to be applied, this point is also designed to allow the selection of the meteorological event to be studied from among those presented, justifying the reason for this choice.

1.2. Associated cost. In this phase, the main objective is to carry out an economic valuation of the impact of each weather event on each network asset. To do this, it is necessary to rely heavily on literature and technical studies that address the consequences of natural phenomena on infrastructure. On the other hand, it is necessary to include the cost corresponding to the effects on the end customer (society) of the loss of supply that may result from these events. This variable, known as VoLL ("Value of Lost Load") is, however, an estimate that is still under development.

2. *Climate change.* In this second stage, it is key to work very closely with the climate change forecasts and tools available to us, in order to identify the most adverse forecasts according to the region and time horizon selected to apply the methodology. In this way, we will try to determine the most vulnerable areas to climate change within this territory, in order to identify 3 to 5 critical points on which to focus in order to minimize the potential impact of extreme weather events. In our case, the region on which we will focus our study is Spain.

3. *Cost-Benefit Analysis.* In this last phase of the methodology, the objective is to determine which investments in improving grid resilience are most efficient for minimizing the impact of climate change while providing benefits for society and the electricity system. This stage therefore allows the selection of those investment proposals with the greatest feasibility and cost-effectiveness - thus functioning as an investment prioritization tool - based on the conclusions obtained in the previous stages.

To illustrate the usefulness of the methodology, two real use cases are presented below that show how its application can lead to the early identification of vulnerable points in the grid of a major energy operator in Spain, such as Iberdrola.

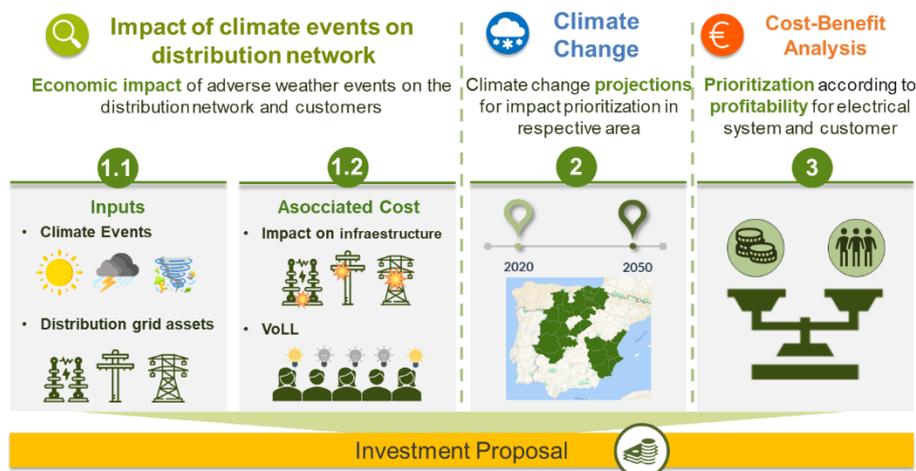


Figure 2. Outline of the Methodology

Prepared by the author

Results

Once the theoretical framework of the methodology has been designed, the second part of our project is oriented towards its practical application together with the presentation of the results obtained in the process, so that its usefulness can be demonstrated.

The aim of developing a general methodology is to customize it according to the climate change threat and the location of the affected network to be analyzed. This is because there are undoubtedly significant differences between territories, for which it will be necessary to analyze the particular effects that climate change will have on them. In our case, the time horizon selected to minimize climate change mitigation is 30 years ahead (approximately 2050) and the study region will be made up of those areas of Spain where Iberdrola's grid is currently deployed.

In the case of Spain, it is identified that the clearest consequences of climate change revolve around the increase in temperatures and the duration and frequency of heat waves

- according to the platform (AdapteCCa) and (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2020) - so this project aims to address through the application of the methodology two effects derived from this warming trend: the impact on society's peak consumption habits and the increased risk of fires occurring during heat waves.

Air Conditioning demand increase

1.1. Inputs: Trends in Temperatures and Cooling Degree Days

According to (Agencia Estatal de Meteorología, 2019), the frequency of occurrence of heat waves in Spain is almost ten times higher than at the beginning of the century - going from one every 30.7 years to one every 3.7 years -, and the average temperature air masses arrive 1.3°C warmer than forty years ago. On the other hand, numerous studies⁴ point to a clear correlation between temperature and electricity consumption levels within countries, as rising temperatures push people to intensify the use of cooling equipment such as fans and air conditioners.

In this context, it is noted that the indicator used to assess the cooling needs of the population of a country are the Cooling Degree-Days (U.S. Energy Information Administration). This parameter enables the quantification of the energy demand required to refrigerate buildings, and in our case will facilitate the analysis of the impact of heat waves on the electricity grid.

1.2. Associated Cost: Increased Refrigeration Demand

The potential cost associated with these events in the Spanish distribution network is perfectly expressed by (Garrido-Perez, Barriopedro, García-Herrera, & Ordóñez, 2021). In the event that the predictions are correct, these extreme episodes have considerable implications as network planners will have to adjust the maximum capacity of the Spanish electricity system to be able to cope with peak demand and avoid equipment overloads and outages. This increase in capacity has, in turn, adverse repercussions on the system since the imbalances between generation capacity and demand in non-peak periods will lead to a decrease in the energy efficiency of the grid infrastructure. Finally, even without blackouts, the potential shortage of energy during these extreme phenomena together with the corresponding impact on the price of electricity for consumers is a strong reason to consider heat waves as a risk for society.

However, as mentioned in the previous section, the way to study the impact of heat waves on electricity consumption is through the relationship between Cooling Degree-Days and household demand. Given that there are clear regional differences in Spain, it is important to carry out a precise analysis by area for the correct development of a regulation and efficient measures adjusted to the needs of each one of them.

1.3. Climate Change: CDD Projections and Associated Electricity Consumption in Spain

In this phase, the provinces in which a more pronounced increase in the risk of heat waves is projected are identified. To this end, we made use of climate change scenario viewer of the Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (AdapteCCa), and concluded that Salamanca, Guadalajara, Ávila, Cáceres and Murcia will be especially vulnerable to heat waves and will experience a significant increase in their cooling degree-days.

⁴ (European Environment Agency, 2019); (Auffhammer, Levermann, & Wenz, 2017); (International Energy Agency, 2018)

Secondly, it must also be determined what are the projections of increased consumption due to the intensification of the use of refrigeration equipment. For this purpose, an estimation for 2050 of this average increase has been carried out based on current electricity consumption patterns in Spain (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2018) (Red Eléctrica de España) and studies on the evolution of such consumption in Spain in the future (Aalborg Universitet, 2018) (Aalborg Universitet, 2017). The results of this study are shown in Table 1 below.

Sector	Current electricity demand (GWh)	Adjusted current AC electrical demand		Projected increase in AC demand in 2050	Increased demand due to AC
Source	(Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2018)	(Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2018) (Aalborg Universitet, 2017)		(Aalborg Universitet, 2018)	
Services	74.600	2,3%	17.900	100%	35%
Domestic	75.200	24%	5.300	500%	24%
Industrial	78.750	6%	4.725	5%	0,3%
Spain					16%

Table 1. Summary of the calculations of the increase in electricity demand due to the intensification of space cooling.

However, since the purpose of the methodology is to find specific hotspots vulnerable to climate change, Table 2 particularizes the value of the average consumption increase in Spain for the identified provinces. This calculation is based on the CDD of each province and its demand distribution by sector.

		<i>Salamanca</i>	<i>Guadalajara</i>	<i>Ávila</i>	<i>Cáceres</i>	<i>Murcia</i>	<i>Spain</i>
Change in CDD		67.55%	65.20%	116.05%	64.01%	56.70%	69.23%
Demand Distribution	Increase						
25.00%	Electricity consumption due to domestic refrigeration	8.60%	8.39%	12.84%	8.29%	7.65%	8.74%
30.00%	Electricity consumption due to services refrigeration	7.08%	6.91%	10.57%	6.82%	6.30%	7.20%
45.00%	Electricity consumption due to industrial refrigeration	0.13%	0.13%	0.20%	0.13%	0.12%	0.14%
100.00%	Electricity consumption due to cooling	15.81%	15.43%	23.61%	15.24%	14.07%	16.08%

Table 2. Increase in electricity consumption due to refrigeration by province.

At this point, the next step is to analyze how these new consumptions would affect the network infrastructure of these provinces, in order to find out if there is indeed a risk of overload in their systems.

1.4. Cost-Benefit Analysis and Investment Proposal

In this last phase, the objective is to determine whether this increase in consumption by 2050 is truly significant and poses an economic threat to the society. To this end, these consumption increases (together with other variables such as the vegetative growth of demand and the penetration of electric vehicles) are applied in the planning systems to identify the most critical regions.

In our case, it is concluded that the city of Murcia is the most affected by this change in demand patterns. Therefore, a possible solution to prevent heat waves from causing power outages due to grid overloads, leading to economic losses for society and industry in the region, is shown below:

	<i>Coste (M€)</i>
Nueva ST PINO 132/20 kV	6,5
Nueva ST ALCANTARILLA 132/20 kV	7,5
Nueva ST BENIAJAN 132/20 kV	12,5
Nueva ST CAMPILLO 132/20 kV	10
ST CONDOMINA (Sustitución Transformador)	0,5
Total	37

Table 3. Investment proposal for the city of Murcia.

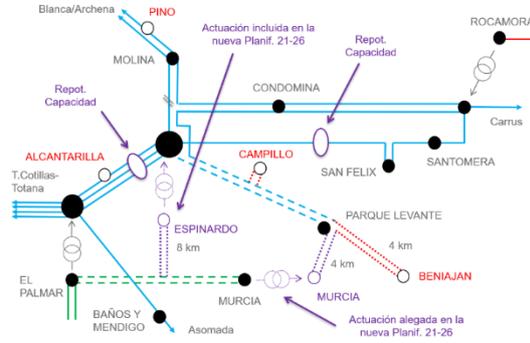


Figure 2. Diagram of the new infrastructure.

1.5. Conclusions and Recommendations

From Iberdrola's perspective, the results of the application of the methodology highlight the following opportunities for the company:

1. Identification: anticipate future grid problems.
2. Planning: Proactively sizing the grid to avoid future saturations.
3. Investment: Facilitate investments in digitalization to incorporate flexibility in the distribution network and grid reinforcements when necessary.

Additionally, the following lines of research are suggested:

- Include energy efficiency improvements and cooling equipment to 2050.
- Incorporate air conditioning load curves to calculate peak consumption during heat waves more accurately, since only flat AC consumptions have been considered for the study.
- Carry out more detailed studies starting from Low Voltage (instead of High Voltage).
- Include the CDD variable in planning tools (like with vegetative growth) to incorporate the impact of climate change in load forecasts.

Wildfires

2.1. Inputs: Fire Risk Trends

A further frequent consequence of heat waves is the increased risk of forest fires. This is because the occurrence of wildfires is closely linked to climate conditions, and thus may be exacerbated by projected climate change trends for 2050 (Marsh & McLennan Advantage, 2019).

As in the case of increased air conditioning demand and cooling degree-days, the variable that is going to allow assessing the impact of fires on the electrical system is the Fire Weather Index (Lawson & Armitage, 2008). It is an indicator that provides a direct assessment of the danger of a fire and estimates the intensity of fire spread based solely on meteorology (temperature, relative humidity, wind speed, precipitation and solar radiation). It turns out to be a particularly interesting parameter since studies such as the

one by (Camia, Libertá, & San-Miguel-Ayanz, 2017) show that there is an exponential relationship between FWI and burned forest area, which can help us to make the appropriate forecasts for Spain given that we have the FWI projections.

<i>Risk level</i>	<i>FWI</i>
<i>Very low</i>	< 5,2
<i>Low</i>	5,2 – 11,2
<i>Moderate</i>	11,2 – 21,3
<i>High</i>	21,3 – 38,0
<i>Very high</i>	38,0 – 50
<i>Extreme</i>	≥ 50

Table 4. FWI fire hazard risk levels.

2.2. Associated Cost: Direct and Indirect Fire Costs

According to several studies, there is clear evidence that the greatest cost that electric utilities may suffer is that of taking responsibility for having caused a wildfire linked to their activity (Marsh & McLennan Advantage, 2019). Prominent among the main causes is the formation of electrical arcing on distribution lines - which ultimately leads to brush ignition - due to failures in electrical equipment or inefficient management of surrounding vegetation.

In this context, electric companies could be forced to compensate for the costs⁵ derived from fires, which are summarized in Table 5 below:

Cost Type	Cost Subtype	Order of Magnitude⁶	Value
Direct Costs	Vegetation Losses	€€€	3385 €/ha
	Extinction Costs	€€	
	Regeneration Costs	€€	
	Property Damage	€€€	
	Loss of Supply	€€€	
	Biomass Energy Value	€€€€	
	Ecosystem Services	€€€	
Indirect Costs	Environmental (CO ₂ emissions, CO ₂ fixation)	€€€	
	Public Health (associated with air pollution)	€€€	
	Social Damage (associated with mental health)	€€€€	

Table 5. Costs associated with fires and orders of magnitude.

Given this situation, insurance companies strongly suggest that electric utilities increase fire risk mitigation actions in their network infrastructure.

2.3. Climate Change: FWI projections in Spain

In the particular case of Spain, through the Copernicus platform of the (European Commission), it is possible to obtain information on the number of days per year and province in which the FWI is high (21.3 - 38) or very high (38 - 50) and compare them with the historical values for each province. However, in order to build the investment proposal and due to the internal data with which the company operates, the relative

⁵ (AXA, 2021) (Marsh & McLennan Advantage, 2019) (Camia, Libertá, & San-Miguel-Ayanz, 2017) (Butry, Fung, Gilbert, Thomas, & Webb, 2017) (WWF, 2014) (Università degli Studi della Tuscia, 2020) (Haltenhoff, 2005)

⁶ (Butry, Fung, Gilbert, Thomas, & Webb, 2017)

increases in the number of days with high fire risk are shown in Table 6 and Figure 3 below, but in terms of Iberdrola's operating region instead of province:

	<i>FWI (38 – 50)</i>		
	Historical Value (1971-2005)	Total increase in number of days	Increase %
North	3	6	200%
West	95	78	82,11%
Center	94	65	69,1%
East	90	37	41,1%

Table 6. Projected increase in the number of days with very high FWI by Iberdrola's region of operation.



Figure 3. Map of projected increase in the number of days with very high FWI by Iberdrola's region of operation.

Own elaboration based on (European Commission).

Based on these percentage increases, in the next phase we intend to propose an investment proposal that will minimize the possibility of forest fires occurring due to the electrical infrastructure (all of which in turn is caused by the high temperatures resulting from climate change).

2.4. Cost-Benefit Analysis and Investment Proposal

Due to the difficulties of assigning a specific cost to forest fires, it is concluded that the most appropriate solution with the available data is to accelerate fire-fighting investments within the company in proportion to the increase in the risk analyzed (FWI). In the case of Iberdrola, given that internal fire-fighting actions are planned by region of activity, it is suggested to increase the current measures in proportion to the expected increase in days with very high FWI risk by region. Following this line, Table 7 illustrates as an example how the investment proposal would be articulated:

			<i>North</i>	<i>West</i>	<i>Center</i>	<i>East</i>
			200%	82%	69%	41%
Vegetation	Logging, pruning and herbicide plans	k€				
	Network improvement plan	ap				
Lines	Renew entire lines	km				
	Renew conductors	km				
	Replacement of LV bare conductors with stranded conductors in wooded area	km				
Facilities	CT Outdoor CT for CTIC (compact)	ud				
	Eliminate dispensable EMPs	ud				
	EMP Replace leaf spring fuses	ud				
	Replacing three-pole disconnectors with OCR	ud				

Table 7. Investment proposal by region of activity of Iberdrola.

2.5. Conclusions and Recommendations

The results obtained after applying the methodology demonstrate the viability of the FWI as an indicator to distinguish in which regions it is necessary to increase investment to mitigate the risk of forest fires, so that it can help to make informed decisions on the planning of investments in the distribution network.

However, below are some ideas that could help to improve the resolution of the estimates, thus leading to more efficient investments:

- Specify the areas with the highest fire risk in each region, so that the most vulnerable points of the territory can be identified with greater precision.
- Cross-reference these estimates with real-time network status data, so that investments can be allocated to the areas with the most critical network infrastructure or in the worst condition.
- Due to the large amount of forests and natural environments in Iberdrola's service area, it is recommended to have tools that include FWI in the planning processes.

Conclusions

At present, the effects of climate change in the network infrastructure are arising, and in some cases affecting it severely. As has been demonstrated throughout this project, climate projections point to a worsening of the frequency and intensity of extreme weather events, so it is expected that these impacts on the network will also increase in the near future.

To address this situation, this paper aims to develop a theoretical framework - a Methodology - to help justify, propose and prioritize investments in electricity infrastructure to contribute to a better adaptation to the adverse effects of climate change and, therefore, to minimize its consequences on society and the electricity system.

Since this is a worldwide problem, the proposed methodology aims to be a global and general framework, so that it can be easily extrapolated to other geographical areas. This is because each location suffers (and will suffer) completely different effects because of climate change, so that a common method to identify vulnerabilities and to create tools to justify additional investments would be extremely useful.

1. Conclusions on the Methodology

The main contribution of this project lies in the development of the theoretical framework of the methodology presented. Based on the study of the state of the art there is not, to the best of our knowledge, a defined procedure such as this methodology to identify investments focused on improving the resilience of electricity infrastructure to climate change. After numerous attempts and different approaches, we present here the most optimized version of this simplified process in four phases that, although at first glance seem simple, in practice involve certain difficulties that we will explain hereunder.

Another of the great advantages of this methodology, as mentioned above, is precisely its general and simple nature. The purpose of this characteristic is that it can be applied to any level of detail (to a transformer substation or an entire province), in any geography (Europe, United States, etc.) and by any electric company. This aspect acquires great value in the case of international companies such as Iberdrola since this common internal methodology can be easily customized for each specific case.

Finally, it responds to the new requirements of the European Union because it proposes a method for the early identification of weak points in one of a country's critical infrastructures, with a view to deploying innovative solutions to ensure their continued operation (Comisión Europea, 2021).

However, it is also worth noting the difficulties encountered during its formulation. First of all, there is one phase of the methodology that has proved particularly complex to develop with precision: the economic assessment of the impact of extreme weather events on network assets (Phase 1.2). Due to the large number of effects derived from these events and the diversity of elements that make up the electrical infrastructure, it has involved a great effort and literature review to determine the impacts on each asset and, in some cases, a lack of information in this regard has been observed. Therefore, it is recognized that there is a wide margin for improvement in achieving this section. Secondly, the uncertainty surrounding the evolution of climate change has also implied the assumption of certain hypotheses in some cases in order to advance in the project.

2. Conclusions on the Results

The most outstanding deduction after the implementation of the methodology is that its usefulness lies in the possibility of early identification of vulnerabilities and potential needs of the network in the face of climate change. Thus, although the results obtained in some cases derive from generalizations and long-term estimates, the methodology has made it possible to highlight problems that otherwise would not have been detected so early. However, one option to achieve a more concrete and rigorous result from this detection is to refer it to more specialized teams in the field that can continue this analysis (as in the case of increased demand for cooling).

Likewise, for each of the case studies, an investment proposal has been formulated that, from our point of view, contribute to mitigate the potential effects of heat waves on network assets. In each of them, the incorporation of the variables used in the study (CDD and FWI) in the network planning systems and tools is strongly suggested, as their viability as indicators has been demonstrated throughout the analysis.

3. Recommendations for future developments

Following the conclusions drawn in the previous sections and in each of the use cases, it is evident that the methodology could benefit from the inclusion of new approaches and/or lines of improvement in its definition. The main lines of research suggested are developed below:

1. Inclusion of additional variables in the first phase of the methodology.
 - a. *Network status*. The associated cost of an extreme weather event depends not only on the characteristics of the event but also on the level of functionality of the network asset (depending on its age, the model, the wear and tear to which it has been exposed, etc.). This type of data might be available internally to network planners and would contribute to a more accurate selection of investments to be made.
 - b. *Socioeconomic variables*. These could be useful for differentiating consumer consumption patterns and adjusting load curves accordingly.
2. Application of the methodology in other countries. Given Iberdrola's global activity - and that of many other electric utilities - it could be interesting to test

the feasibility and efficiency of the methodology in other geographic areas. It is suggested to carry this out in a region that presents weather conditions and hazards that differ significantly from those in Spain (e.g. the impact on Avangrid's power poles of major storms).

3. Modeling of the methodology through programming tools and machine learning techniques. Based on the results obtained in phase 1.2. of the methodology (associated cost), it could be possible to configure a decision-making algorithm that would identify short-term actions on the grid based on the risks to which it is exposed. This approach would allow identifying the optimal timing and location of equipment replacement and/or overhaul based on two criteria: the costs avoided with the investment and the costs of the investment itself (and which will also take into account other parameters such as equipment age, changing risk over time of the threat and network element, etc.).
4. Assessment and incorporation of the cost to the customer arising from outages (VoLL). Despite the fact that the case studies presented in this project have not finally delved into the calculation of VoLL, this indicator is very useful and valuable to take into account the impact on society derived from failures in the electricity infrastructure due to climate change. With a view to future developments, it could be interesting to construct a visual tool (e.g. a map) that would make it possible to identify the points by territory where the economic losses associated with a blackout are highest based on the VoLL values. Thus, by adding this degree of precision to the methodology, investment proposals could be even more efficient and better targeted.

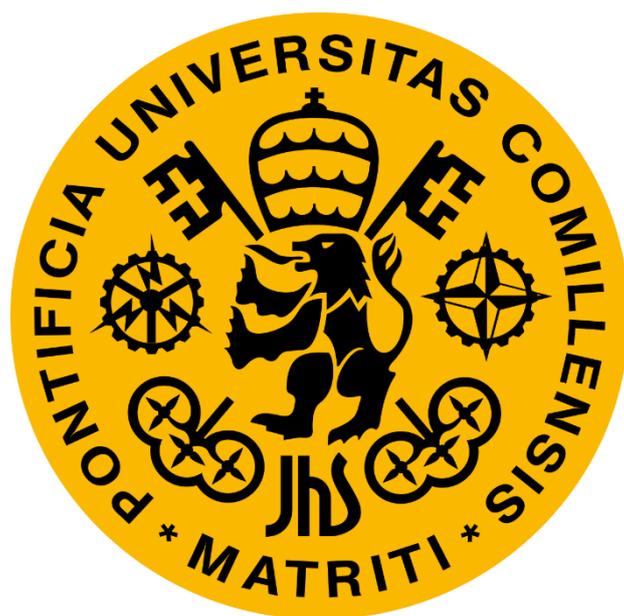
In short, the development and refinement of a methodology that contributes to strengthening the resilience of electricity infrastructure is undoubtedly a big bet and an important step in protecting society against climate change.

Bibliography

- Aalborg Universitet. (2017). *2015 Final Heating and Cooling Demand in Spain*.
- Aalborg Universitet. (2018). *Heat Roadmap Spain. Quantifying the Impact of Low-Carbon Heating and Cooling Roadmaps*. European Union .
- AdapteCCa. (n.d.). *Visor de Escenarios de Cambio Climático*. Retrieved from https://escenarios.adaptecca.es/#&model=eqm-multimodel&variable=tasmax&scenario=rcp85&temporalFilter=YEAR&layers=AREAS&period=MEDIUM_FUTURE&anomaly=RAW_VALUE
- Agencia Estatal de Meteorología. (2019). *Análisis de la ola de calor de junio de 2019 en un contexto de crisis climática*.
- Auffhammer, M., Levermann, A., & Wenz, L. (2017). *North–south polarization of European electricity consumption under future warming*.
- AXA. (2021). *Iberdrola Wildfire Liability Discussion*.
- Butry, D., Fung, J., Gilbert, S., Thomas, D., & Webb, D. (2017). *The Costs and Losses of Wildfires - A Literature Review*.
- Camia, A., Libertá, G., & San-Miguel-Ayanz, J. (2017). Modeling the impacts of climate change on forest fire danger in Europe. *JRC Technical Reports*.
- Chondrogiannis, S., Marios Karagiannis, G., Krausmann, E., & Turksezer, Z. I. (2017). *Power grid recovery after natural hazard impact*.
- Coles, G., Dagle, J., Yao, J., Glantz, C., Gourisetti, S., Millard, W., . . . Veeramany, A. (2015). *Framework for Modeling HighImpact, Low-Frequency Power-Grid Events to Support Risk-Informed decisions*.
- Comisión Europea. (2021). *European infrastructures and their autonomy safeguarded against systemic risks*. Retrieved from <https://ec.europa.eu/info/funding-tenders/opportunities/portal/screen/opportunities/topic-details/horizon-cl3-2021-infra-01-01;callCode=HORIZON-CL3-2021-INFRA-01;freeTextSearchKeyword=;matchWholeText=true;typeCodes=1;statusCodes=31094501,31094502,31094503>
- Consolidated Edison Company. (2021). *Climate Change Resilience and Adaptation*.
- Electric Power Research Institute. (2021). *Program on Technology Innovation: Identifying the Gaps and Challenges of Resilience Valuation*.
- European Environment Agency. (2019). *Adaptation challenges and opportunities for the European energy system*. doi:10.2800/227321
- European Commission - Copernicus Observation Programme. (n.d.). *Climate Data Store*. Retrieved from <https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/home>
- Garrido-Perez, J. M., Barriopedro, D., García-Herrera, R., & Ordóñez, C. (2021). Impact of climate change on Spanish electricity demand.
- Haltenhoff, H. (2005). *Manual de Efectos del Fuego y Evaluación de Daños*.
- Hezelburcht. (2021). *Horizon Europe | Civil Security for Society*. Retrieved from <https://www.hezelburcht.com/en/grants/horizon-europe-civil-security-for-society/>

- International Energy Agency. (2018). *The Future of Cooling. Opportunities for energy-efficient air conditioning.*
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. (2018). *Informe sintético de indicadores de eficiencia energética en España.* Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.
- Lawson, B., & Armitage, O. (2008). *Weather Guide for the Canadian Forest Fire Danger Rating System.*
- Mancarella, P., & Panteli, M. (2015). *Modelling and Evaluating the Resilience of the Critical Electrical Power Infrastructure to Extreme Weather Events.*
- Marsh & McLennan Advantage. (2019). *The Burning Issue - Managing Wildfire Risk.* Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2020). *Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático 2021-2030.*
- Panteli, M., Pickering, C., Wilkinson, S., Dawson, R., & Mancarella, P. (2016). *Power System Resilience to Extreme Weather - Fragility Modeling, Probabilistic Impact Assessment, and Adaptation Measures.*
- Red Eléctrica de España. (n.d.). *Cómo consumimos electricidad.* Retrieved from https://www.ree.es/sites/default/files/interactivos/como_consumimos_electricidad/como-se-consume-en-nuestro-pais.html
- U.S. Energy Information Administration . (n.d.). *Degree Days.* Retrieved from <https://www.eia.gov/energyexplained/units-and-calculators/degree-days.php>
- Università degli Studi della Tuscia. (2020). *Prevention Action Increases Large Fire Response Preparedness. Report on wildfire suppression cost analysis.*
- WWF. (2014). *Los bosques después del fuego. Análisis de WWF sobre la necesidad de restaurar para reducir la vulnerabilidad de los bosques.*

MEMORIA



ÍNDICE

Introducción.....	7
Revisión Literaria	9
Objetivos del proyecto.....	11
Metodología.....	13
1. Impacto del clima en la red de distribución.....	14
1.1. Inputs	14
1.2. Coste Asociado	15
2. Proyecciones cambio climático	23
3. Análisis Coste-Beneficio	24
Aplicación de la Metodología y Análisis de Resultados	25
1. Olas de calor: Demanda de Aire Acondicionado	27
1.1. Inputs: Tendencias de las Temperaturas y Cooling Degree Days	27
1.2. Coste Asociado: Incremento de demanda de refrigeración	28
1.3. Cambio Climático: Proyecciones de CDD y Consumo Eléctrico asociado en España.....	30
1.4. Análisis Coste-Beneficio y Propuesta de Inversión	35
1.5. Conclusiones y Recomendaciones.....	36
2. Olas de calor: Incendios	37
2.1. Inputs: Tendencias de Riesgo de Incendios.....	37
2.2. Coste Asociado: Costes Directos e Indirectos de los Incendios.....	40
2.3. Cambio Climático: Proyecciones de FWI en España.....	42
2.4. Análisis Coste-Beneficio y Propuesta de Inversión	44
2.5. Conclusiones y Recomendaciones.....	45
Conclusiones.....	47
1. Conclusiones de la Metodología	47
2. Conclusiones de los Resultados.....	48
3. Recomendaciones para futuros desarrollos	48
Bibliografía.....	51
Anexo I - Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)	55
Anexo II – Diagrama de Gantt	57

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Esquema de la Metodología.....	13
Figura 2. VoLL total en las regiones españolas (€/kWh).....	18
Figura 3. Ejemplo de árbol de decisión.....	19
Figura 4. Cambios previstos en las condiciones climáticas en Europa.....	23
Figura 5. Mapa de red de distribución de Iberdrola en España.....	25
Figura 6. Duración máxima de olas de calor (Futuro medio 2041 - 2070).....	26
Figura 7. Evolución del consumo de aire acondicionado en España.....	28
Figura 8. Perfil de utilización del aire acondicionado en los hogares españoles.....	28
Figura 9. Distribución Territorial de las Zonas Climáticas en España: Atlántica (verde), Continental (naranja) y Mediterránea (amarillo).....	29
Figura 10. Territorio de estudio para las olas de calor y cooling degree-days.....	30
Figura 11. Cambios proyectados en los CDD durante el periodo 1981-2100 en Europa.	30
Figura 12. Evolución de los grados-día refrigeración en verano para el periodo de 1970- 2005.....	31
Figura 13. Esquema de conexión de la nueva infraestructura.....	36
Figura 14. Evolución del número de siniestros y superficies afectadas 1968 – 2015... 37	
Figura 15. Evolución del número y las superficies afectadas por grandes incendios en porcentaje respecto a los totales, 1968-2015.....	38
Figura 16. Relación entre el FWI y la superficie forestal quemada en hectáreas.....	39
Figura 17. Pérdidas mundiales aseguradas por incendios forestales, por década.....	40
Figura 18. Reparto de los siniestros asegurados por riesgo primario y secundario desde 1970.....	40
Figura 19. Número de días al año con peligro de incendio de alto a extremo (FWI diario > 30).....	42
Figura 20. Mapa de las proyecciones de nº de días con FWI muy alto de las provincias más críticas.....	42
Figura 21. Mapa de las Proyecciones del incremento del nº de días con FWI muy alto por región de operación de Iberdrola.....	43
Figura 22. Estimación del coste de incendios en 2070.....	44

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Inputs del Modelo.....	14
Tabla 2. Plantilla de impacto de los eventos meteorológicos en el activo de red.....	15
Tabla 3. Métodos para el cálculo del coste asociado a los fenómenos climáticos adversos.	16
Tabla 4. Valores de VoLL en España.....	17
Tabla 5. Impacto de eventos meteorológicos en los conductores de las líneas de distribución.....	21
Tabla 6. Impacto de eventos meteorológicos en los en subestaciones transformadoras.	22
Tabla 7. Evolución del valor del mercado de Ventilación Residencial en España.....	29
Tabla 8. Proyecciones climáticas para las provincias de estudio.	31
Tabla 9. Resumen de los cálculos del incremento de demanda eléctrica debido a la intensificación de la refrigeración de espacios.	32
Tabla 10. Incremento de consumo eléctrico debido a refrigeración por provincia.	33
Tabla 11. Propuesta de Inversión para la ciudad de Murcia.....	35
Tabla 12. Niveles de FWI de riesgo de peligro de incendios.	38
Tabla 13. Niveles de FWI de riesgo de incendios.	39
Tabla 14. Costes asociados a incendios y órdenes de magnitud.	41
Tabla 15. Proyecciones del número de días con FWI muy alto de las provincias más críticas.....	42
Tabla 16. Proyecciones del incremento del nº de días con FWI muy alto por región de operación de Iberdrola.	43
Tabla 17. Propuesta de inversión por región de actividad de Iberdrola.	45

Introducción

Es innegable que las consecuencias del cambio climático están a la vuelta de la esquina, convirtiendo una preocupación remota en una realidad cada vez más cercana. Las amenazas que este puede traer consigo se dividen entre riesgos físicos *agudos*, causados por un aumento de la frecuencia de fenómenos meteorológicos extremos (tormentas severas, incendios forestales, inundaciones, etc.); y riesgos físicos *crónicos*, asociados a un agravamiento progresivo de las condiciones meteorológicas (incremento o descenso de las temperaturas, aumento del nivel del mar, etc.) (Electric Power Research Institute, 2021). De esta manera, el cambio climático puede causar estragos en todo el mundo al poner en peligro las infraestructuras críticas de los países, entre las cuales se encuentra la red eléctrica. Las implicaciones para la infraestructura eléctrica comprenden tanto los daños físicos a equipos como cortes de suministro de larga duración, lo que en última instancia se traduce en un impacto considerable en la sociedad y el sistema eléctrico.

En este contexto, hay motivos para pensar que, a pesar de que la red eléctrica es ahora capaz de absorber y recuperarse ante los eventos climáticos adversos, podría no estar lo suficientemente preparada para enfrentarse a futuros fenómenos meteorológicos más severos que los actuales. Por este motivo, se deben concentrar esfuerzos en garantizar la fiabilidad y la resiliencia en toda la cadena de suministro de la red de distribución. Para lograr este objetivo, el desarrollo de una *metodología* que ayude a identificar, justificar y priorizar las inversiones cobra especial importancia para minimizar los impactos económicos, sociales y en la infraestructura del cambio climático.

La razón de ser de este proyecto reside por tanto en la actual ausencia de modelos que permitan determinar, por un lado, el potencial impacto físico y económico del cambio climático en la infraestructura eléctrica (*cómo* va a afectar) y, por otro, qué puntos de la red eléctrica serían especialmente vulnerables a tales eventos atmosféricos adversos (*dónde* va a afectar). De este modo, con la ayuda de la metodología desarrollada será posible la identificación de focos problemáticos con la anticipación suficiente para paliar el efecto del cambio climático en la red de distribución de cualquier compañía eléctrica (*qué* hacer ante ello). En definitiva, se trata de una herramienta que permitirá priorizar las inversiones en infraestructura de la forma más eficiente posible para garantizar una red eléctrica resiliente y robusta.

Por todas estas razones, el presente trabajo puede resultar de gran interés para aquellas empresas que cuenten con infraestructura de red, ya sea para el transporte de energía (Red Eléctrica Española) o para la distribución (p. ej. Iberdrola).

La configuración del proyecto comienza con una revisión literaria del estado de la técnica en lo que a metodologías para la inversión en resiliencia de la infraestructura eléctrica se refiere. A continuación, se exponen de forma más específica los propósitos que se persiguen con el desarrollo de este trabajo. Seguidamente, se procede a la definición y explicación de la metodología elaborada como marco teórico o resultado final ideal en el que aspira a convertirse. Tras ello, se presentan dos casos prácticos asociados a las olas de calor en España que reflejan el modo de aplicación de la metodología y demuestran su idoneidad con respecto a los objetivos planteados. Para concluir, se exponen las ventajas del uso de la metodología y las deficiencias que presenta, así como sugerencias para perfeccionarla. Asimismo, en los anexos se incluye información adicional de utilidad como el alineamiento con los Objetivos de Desarrollo Sostenible y un Diagrama de Gantt con el tiempo de dedicación a las diferentes fases del proyecto.

Revisión Literaria

En la actualidad, son muchos los autores que coinciden en que la adaptación de la infraestructura energética al cambio climático para hacerla lo más resiliente posible resulta imperativo en la coyuntura actual. Desde la EEA (European Environment Agency, 2019) se sostiene que el cambio climático es inminente y que impactará tanto en las temperaturas y demanda energética de los países como en el número de fenómenos meteorológicos extremos que tendrán lugar – precipitaciones, tormentas y vientos fuertes –, lo que supondrá altos costes económicos para la sociedad y el sistema energético. Es por ello por lo que se subraya la necesidad de incluir la variable del cambio climático de cara a la planificación y construcción de nuevas infraestructuras, fomentando así la inversión en resiliencia a través de todo el sector energético.

Asimismo, grandes instituciones como la Comisión Europea también han puesto en marcha iniciativas de financiación y subvención como el Programa *Horizon Europe* (Comisión Europea, 2021) que persiguen desarrollar soluciones que garanticen la resiliencia de las infraestructuras europeas expuestas a fenómenos naturales extremos y/o al cambio climático. Este programa ofrece oportunidades no solo a grandes empresas con sede en la Unión Europea sino también a PYMES y universidades, con el objetivo de promover la contribución activa de las organizaciones a enfrentarse a los retos de la sociedad a nivel europeo y mundial en materia de seguridad civil (Hezelburcht, 2021), entre otros.

En este contexto, grandes compañías energéticas tales como Con Edison (Consolidated Edison Company, 2021), están abogando ya por el refuerzo y protección de sus activos ante potenciales inclemencias del tiempo en el futuro, llevando cabo diversas acciones para adaptar su planificación, operaciones y respuesta en caso de emergencia al mismo tiempo que minimiza el impacto del cambio climático en sistemas y comunidades. Asimismo, desde el EPRI (Electric Power Research Institute, 2021) se subraya la importancia de realizar inversiones eficientes en infraestructura eléctrica destinadas a evitar que la sociedad pueda verse expuesta a cortes de suministro como consecuencia del cambio climático. Siguiendo esta línea, la institución ahonda también en la descripción de los desafíos en lo que a la monetización del impacto de dichas interrupciones en las comunidades se refiere.

Además de comprobar que nuestro proyecto responde a una verdadera necesidad del panorama energético, existen otros trabajos que plantean su propia respuesta tecnológica ante el problema que nos ocupa. Chondrogiannis et al. (2017) estudian de qué manera afectan los desastres naturales – tormentas, inundaciones, olas de calor – tanto a la infraestructura física de red como de forma indirecta alterando los patrones de consumo. Se trata por consiguiente de un mero análisis de las consecuencias del cambio climático en los activos de red, pero sin llegar a desarrollar una metodología para solventarlo.

Desde CIGRE (2021) se afirma que el cambio climático va a venir acompañado de consecuencias más graves y frecuentes que hasta ahora, por lo que resulta sumamente importante que se garantice la resiliencia de los sistemas energéticos. Para ello, por medio de un proceso de encuestas, la organización identifica la necesidad de desarrollar una metodología que considere la probabilidad de ocurrencia y la severidad de potenciales fenómenos climáticos adversos, así como métricas para evaluar la resiliencia.

Mancarella & Panteli (2015) plantean un modelo que valora el grado de impacto de los eventos meteorológicos extremos en función de los tiempos de restauración de la

conexión tras dicho acontecimiento y el coste asociado a ello. Por el contrario, nuestro proyecto pretende también incluir en el análisis el valor económico del activo físico que sería potencialmente dañado. De la misma manera, un estudio posterior realiza el mismo análisis, pero esta vez incluyendo también la probabilidad de daño estructural en activos además de los cortes de suministro (Panteli, Pickering, Wilkinson, Dawson, & Mancarella, 2016).

Coles et al. (2015) desarrollan un marco teórico en el que se definen todos los pasos necesarios para evaluar los efectos de eventos HILF (“High Impact Low Frequency” events) en los activos de red, de forma que se puedan aplicar las medidas de respuesta que se consideren oportunas en función del riesgo que esos acontecimientos entrañen. La diferencia con nuestro enfoque reside en que estos consideran todo tipo de eventos adversos – como por ejemplo pandemias, ciberataques, una detonación nuclear – y no solo los derivados del cambio climático, por lo que no se lleva a cabo un estudio del impacto ni el análisis económico que nuestro proyecto plantea.

En suma, si bien es cierto que existe un número relevante de agentes que han desarrollado y/o puesto en práctica acciones para maximizar la resiliencia de la infraestructura eléctrica ante eventos meteorológicos extremos, hasta donde se tiene conocimiento no existe una metodología que englobe todas las características que se presentan en este proyecto.

Objetivos del proyecto

A modo de resumen, las principales cuestiones que se pretenden resolver a través del presente proyecto con las siguientes:

1. *Estudiar del impacto del cambio climático en la red de distribución (qué)*. Por medio de una extensa revisión bibliográfica se tratará de determinar que fenómenos climáticos afectan a qué activos de red, de qué manera y en qué medida. Este proceso permitirá identificar las verdaderas amenazas a los que está expuesta la infraestructura de red de un modo cualitativo. Asimismo, y en la medida de lo posible, se intentará definir valores límite de las variables atmosféricas asociadas a eventos meteorológicos adversos que desencadenarían consecuencias negativas en los activos en cuestión.
2. *Identificar qué puntos o activos de una infraestructura de red son más vulnerables (dónde)*. De cara a las empresas eléctricas y al Operador del Sistema, esta metodología busca hacer posible la detección de puntos débiles que requieren/ requerirán una mayor atención y monitorización más cercana en el futuro cercano.
3. *Valorar económicamente el impacto del cambio climático en la red y la sociedad (cuánto)*. Este análisis pretende determinar el coste asociado de las consecuencias detectadas en el paso anterior tanto para las compañías eléctricas (p. ej. reparación/ sustitución/ disminución de vida útil y eficiencia de activos, impacto en la demanda eléctrica) como para la sociedad (p. ej. coste asociado a la interrupción del suministro eléctrico tras una adversidad climática).
4. *Crear una metodología que permita la priorización y justificación de inversiones (cómo)*. Para paliar el efecto del cambio climático y minimizar el perjuicio económico para la sociedad y las compañías eléctricas asociado a él, nuestro método se podrá usar como una herramienta para la selección de aquellos proyectos que resulten más rentables para el sistema (sociedad – compañía – REE). Esto se conseguiría partiendo de la valoración económica aquí desarrollada y llevando a cabo un análisis coste-beneficio según corresponda.
5. *Contribuir a los objetivos de eficiencia energética y alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (por qué)*. En último lugar, este proyecto se encuentra profundamente ligado la Agenda 2030 para el desarrollo sostenible, puesto que aspira a resolver algunos de los problemas que en ella se detallan y que debemos hacer frente en la actualidad.

Metodología

Tal y como se ha expuesto anteriormente, existe una necesidad justificada de desarrollar un proceso de detección y evaluación temprana de los riesgos a los que se enfrentan los operadores eléctricos y la sociedad ante el cambio climático. De esta manera, se pretende facilitar y reforzar la capacidad de previsión de los agentes implicados y permitir que tomen las medidas pertinentes para el fortalecimiento de esta infraestructura crítica a tiempo.

En la Figura 1 se muestra la estructura de la metodología propuesta en el presente proyecto. Esta metodología parte de la clasificación tanto de las consecuencias futuras del cambio climático en el área bajo estudio como de los diferentes elementos que componen la red de distribución (líneas eléctricas, subestaciones, transformadores, etc.). A continuación, se estima el impacto económico que estos fenómenos meteorológicos adversos tienen sobre la infraestructura eléctrica. Asimismo, es también de gran importancia abordar los costes indirectos para los clientes derivados de la potencial pérdida de suministro, también conocida como valor de la carga perdida. Posteriormente, se analizan las predicciones climáticas en el territorio de estudio para un horizonte temporal concreto, con el objetivo de detectar las regiones que presentan un mayor grado de criticidad. En última instancia, se realiza un análisis coste-beneficio en las áreas vulnerables detectadas para determinar qué inversiones supondrían un mayor beneficio para la sociedad y el sistema eléctrico y, por tanto, cuáles contribuirían en mayor y mejor medida a mitigar los efectos adversos del cambio climático en la red de distribución. En secciones posteriores se desarrollará cada una de estas fases con mayor nivel de detalle, exponiendo las tareas y acciones que cada una comprende.



Figura 1. Esquema de la Metodología

Elaboración propia

De esta manera, este capítulo está dedicado a la definición del marco teórico de lo que en última instancia y de forma ideal debería llegar a convertirse la metodología.

1. Impacto del clima en la red de distribución

En esta primera fase, se pretende determinar y analizar el impacto de cada uno de los eventos meteorológicos adversos en cada elemento de la infraestructura de red. Para ello, se ha dividido esta etapa en dos procesos: en primer lugar, se deben identificar y enumerar tanto los fenómenos atmosféricos que podrían derivar del cambio climático como los componentes específicos que conforman la red de distribución; en segundo lugar, se ha de estudiar la repercusión de los primeros sobre los segundos tanto cualitativa como cuantitativamente. De igual manera, se debe monetizar la afectación a los clientes de la potencial interrupción de suministro.

1.1. Inputs

Para poder llevar a cabo el estudio de impacto, es necesario en este punto determinar qué define a un fenómeno meteorológico como extremo, esto es, cuándo podemos afirmar que unas condiciones climáticas son adversas o no. Para ello, se realiza una diferenciación entre aquellos eventos que pueden caracterizarse según umbrales de riesgo ya definidos por la AEMET (Temperatura ambiente, vientos y precipitaciones) o bien deben ser definidos por otras variables y sus umbrales establecidos por otros medios. Este ejercicio permitirá distinguir las condiciones climáticas verdaderamente extremas de las que no.

En la Tabla 1 se muestran el resumen de todos los elementos identificados de interés que constituirán la base de la metodología⁷:

<i>Eventos Meteorológicos Extremos</i>	<i>Activos de red⁸</i>
<p>CARACTERIZACIÓN SEGÚN AEMET⁹</p> <p>Altas Temperaturas (p. ej. olas de calor)</p> <p>Bajas Temperaturas (p. ej. olas de frío)</p> <p>Vientos fuertes</p> <p>Precipitaciones intensas</p>	<p>LÍNEAS AÉREAS</p> <p>Conductores</p> <p>Apoyos</p> <p>Aisladores</p> <p>Tirantes</p>
<p>CARACTERIZACIÓN PROPIA</p> <p>Inundaciones</p> <p>Incendios forestales</p> <p>Aumento del nivel del mar</p> <p>Radiación</p> <p>Terremotos, movimientos de masas y erosión</p> <p>Aumento de la temperatura del mar</p> <p>Acidificación de suelos y mares</p>	<p>LINEAS SUBTERRÁNEAS</p> <p>Conductores</p> <p>Cajas y armarios de distribución</p> <p>Accesorios</p> <p>SUBESTACIONES TRANSFORMADORAS</p> <p>SUBESTACIONES DE REPARTO (MT)</p> <p>Transformador</p> <p>Aparamenta</p> <p>Instalaciones</p>

Tabla 1. Inputs del Modelo.

En el momento en el que se quiera aplicar la metodología, este punto está también concebido para poder seleccionar el evento meteorológico que se pretende estudiar de entre los expuestos, justificando el porqué de dicha elección.

⁷ (European Environment Agency, 2017) (European Commission, 2020):

⁸ (Boletín Oficial del Estado, 2021)

⁹ (Agencia Estatal de Meteorología, 2015)

1.2. Coste Asociado

En esta fase, el objetivo principal es realizar la valoración económica del impacto de cada evento climático sobre cada activo de red. Para llevar esto a cabo, es necesario apoyarse en gran medida en la literatura y en estudios técnicos que aborden las consecuencias de fenómenos naturales sobre la infraestructura. Por otro lado, se ha de añadir a estos costes el correspondiente a los efectos en el cliente final (la sociedad) de la pérdida de suministro que puede derivar de estos fenómenos. Esta variable, conocida como VoLL (“Value of Lost Load”), constituye no obstante una estimación aún en vías de desarrollo.

Impacto en infraestructura

Tras la identificación de los inputs de la metodología, se procede a realizar un estudio minucioso y en profundidad de cómo se ve afectada la infraestructura según qué evento atmosférico. Para cada activo de red y cada elemento que lo compone, se ha de determinar qué eventos le podrían afectar (no impactan todos los fenómenos en todos los componentes de red), a partir de qué umbrales y por último de qué manera. A continuación se muestra la estructura empleada en esta metodología para la recogida de dichos datos:

<i>Activo de Red</i>	<i>Elemento</i>	<i>Amenaza</i>	<i>Caracterización cualitativa</i>	<i>Umbral¹⁰</i>	<i>Impacto en activo (descripción)</i>
AR 1	E1	A1	Alto/a	$\pm 6^{\circ}\text{C} - 10^{\circ}\text{C}$	
		A2	Fuerte	$\geq 41 \text{ km/h}$	
		A3	Riesgo Alto	$\text{FWI} > 21.3$	
	E2	A1			
	E2	A1			
		A2			
A3					
AR 2	E1	A1			
		A1			
	E2	A2			
		A2			
		A3			

Tabla 2. Plantilla de impacto de los eventos meteorológicos en el activo de red.

Para la construcción de esta tabla, se consultaron algunos estudios de gran utilidad como los de (Boehlert, y otros, 2020), (Factor CO2, 2018), (Oak Ridge National Laboratory, 2019), (Aerts, y otros, 2018), (European Commission, 2020), (European Environment Agency, 2017) y (European Environment Agency, 2019). A modo de ilustración, en las Tablas 5 y 6 se muestran dos ejemplos de toda la información que fue posible obtener del impacto de eventos climáticos sobre los conductores de las líneas de distribución y las subestaciones transformadoras, respectivamente.

A raíz de la tabla-resumen anterior, el siguiente paso consiste en atribuir un valor económico a cada impacto en el activo de red, de manera que se consiga de alguna forma “monetizar el fenómeno climático”. Cabe señalar que se trata de la fase más trabajosa de la metodología, puesto que comprende un número elevado de variables sobre las cuales no existe en muchos casos información al respecto, y por lo tanto dificulta la labor de tasación del impacto.

¹⁰ (Agencia Estatal de Meteorología, 2018)

Durante este proceso, se advierte además una diferencia entre dos tipos de impacto: el *directo* (daño físico del activo) y el *indirecto* (disminución de la vida útil del activo, pérdida de eficiencia y/o capacidad, etc.), lo cual añade aún mayor complejidad a esta fase. Con todo, a continuación se muestra una tabla con algunos de los métodos encontrados que podrían permitir calcular el coste aproximado asociado a cada fenómeno climático adverso:

<i>Amenaza</i>	<i>Método de Cálculo</i>	<i>Fuente</i>
Inundaciones	Modelos para la estimación del riesgo de daños por inundaciones, estimando los impactos de daños a edificios, pérdidas económicas y pérdidas de función de instalaciones esenciales (p. ej. subestaciones y transformadores)	(Federal Emergency Management Agency)
	Curvas de fragilidad de las subestaciones eléctricas ante las inundaciones	(Espinoza, Panteli, Mancarella, & Rudnick, 2016)
	Análisis del impacto de las inundaciones en las ciudades de Bristol y Barcelona, estimando tanto los daños causados a los activos eléctricos como los asociados a los cortes de suministro.	(Domínguez-García, y otros, 2020)
	Fórmulas para la estimación de los costes en la infraestructura eléctrica crítica	(Alfieri, Feyen, Karagiannis, Krausmann, & Turksezer, 2019)
Incendios	Ecuación de cómo cae la resistencia del acero con la temperatura durante los incendios	(Agarwal, Choe, Surovek, & Varma, 2011)
	Datos sobre cómo afecta la temperatura del fuego en postes de madera y de metal (p. ej. corrosión y debilitamiento)	(Smith, 2014)
	Diferenciación entre costes directos e indirectos, así como órdenes de magnitud de cada uno de ellos	(Marsh & McLennan Advantage, 2019)
	Modelo de estimación de costes asociados a un incendio	(Camia, Libertá, & San-Miguel-Ayanz, 2017)
	Mapa de costes por hectárea en territorio europeo según el FWI. Relación exponencial entre el incremento del Fire Weather Index y la superficie forestal quemada	
Aumento de Temperatura	Cálculo de disminución de vida útil de un transformador debido al calor	(Gao, Schlosser, & Morgan, 2017)
	Cálculo de disminución de capacidad de carga de un transformador debido al calor	(Li, Mazur, Allen, & Swatek, 2005)
	Impacto del incremento en los Grados-Día de Refrigeración en el consumo eléctrico	(Mourshed, 2012) (Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía, 2011) (Aebischer, Catenazzi, & Jakob, 2007)
Tormentas y vientos	Funciones de fragilidad desarrolladas para el cálculo del coste de reparación de los activos de red durante las tormentas	(Karagiannis, y otros, 2019)
	Modelo para la cuantificación de la resiliencia de los componentes de la infraestructura de red durante las tormentas	(Panteli, Pickering, Wilkinson, Dawson, & Mancarella, 2016)

Tabla 3. *Métodos para el cálculo del coste asociado a los fenómenos climáticos adversos.*

Las fuentes que en la Tabla 3 se sintetizan constituyen las mejores valoraciones del impacto que el clima puede tener sobre la infraestructura eléctrica que se consiguieron encontrar durante la elaboración de la metodología. No obstante, en algunos casos el modelo de tasación no resulta fácilmente aplicable y no permite asignar un valor económico a cada evento directamente. En otros casos, no fue posible hallar bibliografía al respecto y por tanto no pudo ser incorporada y usada en la aplicación de la metodología. Es por ello que se trata de la fase que más tiempo de dedicación requiere.

VoLL

Según (Agency for the Cooperation of Energy Regulations, 2018), el valor de la carga perdida (Value of Lost Load o “VoLL”) es un indicador que permite evaluar el impacto socioeconómico de una unidad de electricidad no suministrada por la red a un cliente. De esta manera, se trata de una estimación de las pérdidas que puede sufrir un individuo, una empresa o la economía de un país en el caso de que se produjera un corte de suministro. Por consiguiente, a través de este índice es posible monetizar el impacto en la sociedad de un apagón motivado por un fenómeno meteorológico extremo.

En la actualidad, el VoLL es uno de los métodos más comunes para el cálculo de los costes de interrupción junto con las encuestas a los consumidores y el estudio de casos reales (Linares & Rey, 2012). Se trata de una medida expresada frecuentemente en euros por unidad de consumo de energía eléctrica (€/kWh) y resulta de gran utilidad para analizar el impacto económico de una interrupción en función del número y tipo de clientes, su consumo y la duración del apagón. En función del grado de precisión que se persiga, el VoLL posibilita la obtención de costes distintos para cada sector económico (o para la segmentación de mercado de interés), puesto que está influenciado en gran medida por la dependencia energética de cada uno de ellos. A modo de ejemplo, en la Tabla 4 se muestra la estimación del VoLL para España según (Linares & Rey, 2012), resultante de dividir el Valor Agregado Bruto de cada sector por su consumo eléctrico:

<i>Sector</i>	<i>VoLL (€/kWh)</i>
Agricultura	4,40
Industria	1,38
Metales	0,90
Química	1,20
No Metálico	1,02
Alimentación	1,84
Textil	2,42
Papel	1,53
Transporte	3,80
Maquinaria	1,59
Madera	1,47
Construcción	33,37
Transporte	8,53
Servicios	8,47
Gobierno	6,23
Total (excluyendo hogares)	5,13
Hogares	8,11
Total	5,98

Tabla 4. Valores de VoLL en España.

Elaboración propia a partir de los datos de (Linares & Rey, 2012)

Otra funcionalidad interesante del VoLL es que consigue recoger las diferencias en una misma región del valor que se confiere a 1 kWh no suministrado, lo cual de cara a la metodología adquiere gran valor. Esto es así dado que en un mismo territorio pueden coexistir diversas condiciones climáticas, por lo que la discriminación regional resulta de gran importancia. Nuevamente y a modo de ilustración, la Figura 2 muestra las variaciones del valor del VoLL según la Comunidad Autónoma:

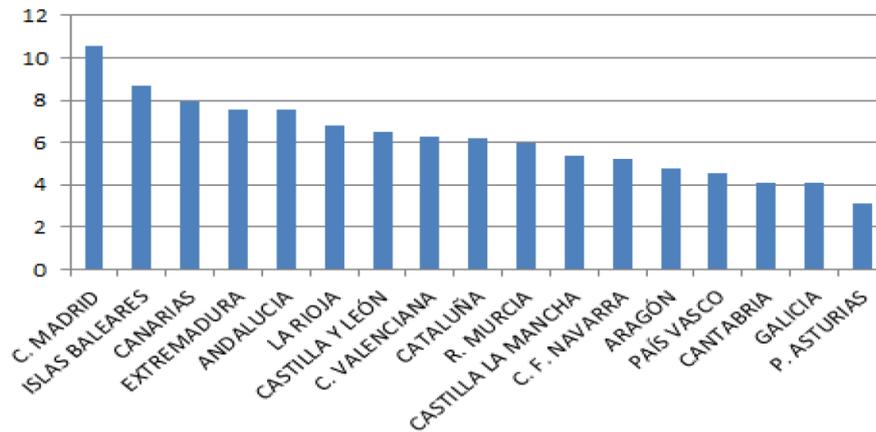


Figura 2. VoLL total en las regiones españolas (€/kWh).

Obtenido de (Linares & Rey, 2012)

En conclusión, el valor de la carga perdida es un coste adicional al que podrían enfrentarse la sociedad y el sistema eléctrico en caso de que las consecuencias del cambio climático se agravaran. Desde nuestro punto de vista, comprender e incorporar la dimensión socioeconómica del cambio climático puede aportar valor en diversos ámbitos del negocio, en tanto que contribuye a mejorar la atención al cliente y a personalizar nuestras acciones. De este modo, la metodología se ve complementada al tener en consideración no solo el impacto en la infraestructura eléctrica, sino también en la sociedad.

Una vez que toda esta información haya sido recopilada y estructurada, la primera fase de la metodología (i.e. el Impacto del Clima en la Red) podría recogerse en forma de árbol de decisión como el que se muestra en la Figura 3. En este, los nodos cuadrados representan decisiones, los nodos circulares muestran probabilidades de resultados, y por último los nodos terminales indicarán los costes finales de cada posible desenlace.

En nuestra metodología, para cada elemento (E_N) de cada activo de red (AR_N), existen diferentes probabilidades de que tengan lugar fenómenos meteorológicos adversos (A_N) que les afecten. En caso de ser así, cada fenómeno puede ir acompañado de diferentes tipos de impactos (IM_N), sobre los cuales se puede tomar la decisión de actuar o de no actuar. Las consecuencias de esta elección se reflejarán finalmente en el coste.

Cabe señalar que si bien en este primer planteamiento de la metodología no fue incorporada la variable del *estado o vulnerabilidad del elemento de red*, es considerada un parámetro que podría adquirir gran relevancia y que quizás convendría también estudiar.

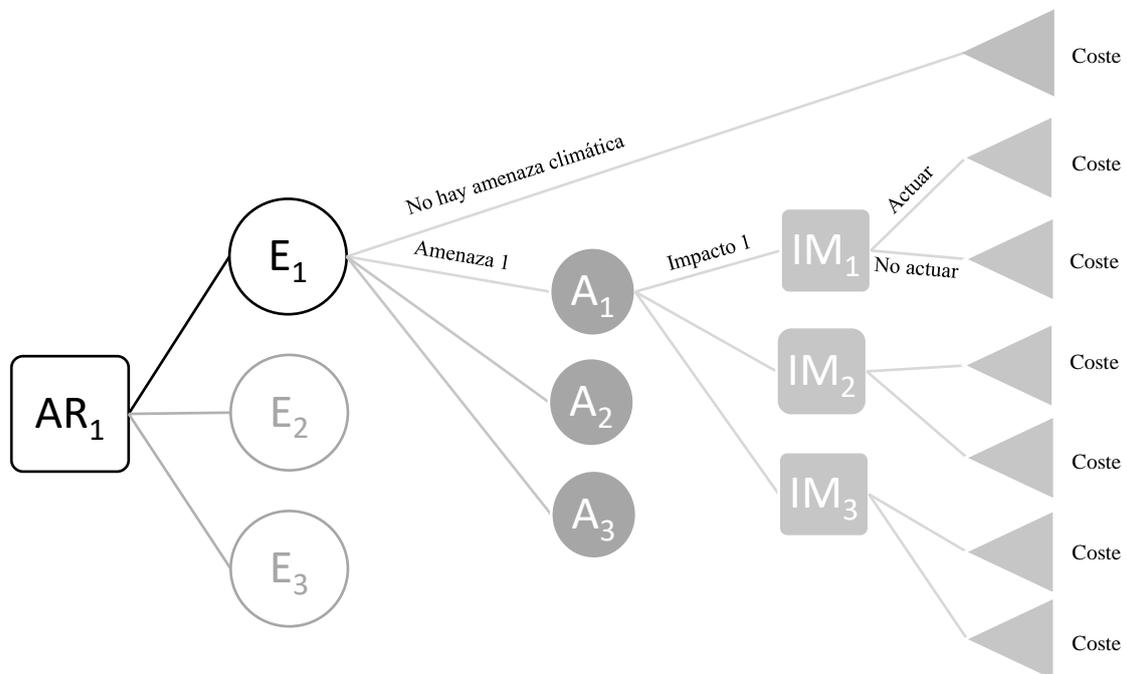


Figura 3. Ejemplo de árbol de decisión.

Elaboración propia

En resumen, este modo de representación resulta de gran utilidad a la hora de comparar los costes para cada activo que se derivarían según qué evento climático tuviera lugar y qué decisiones se tomaran al respecto. Es por esto que las siguientes dos etapas de la metodología corresponden a la previsión de las consecuencias del cambio climático y al análisis coste-beneficio de las posibles opciones. Por consiguiente, a continuación se desarrolla más detalladamente cada una de ellas.

ACTIVO DE RED	ELEMENTOS	Amenaza CC	Caracterización CUALITATIVA	Umbral	Impacto en activo (descripción)	
LÍNEAS AÉREAS	Conductores	Temperatura	Aumento	± 6°C - 10°C	Sobrecarga, aumento de tensión del cable, picos de carga --> desestabilización del sistema	
					Expansión térmica y potencial hundimiento de la línea o contacto con la vegetación circundante (riesgo de incendios)	
					Expansión térmica y potencial hundimiento de la línea (riesgo de corte de suministro eléctrico)	
		Tormentas	Rayos			Aumento de la resistividad del cable (y reducción de capacidad)
						Pérdidas de energía durante transmisión y distribución (pérdidas de eficiencia)
		Vientos	≤ Fuertes	≤ 41 km/h	Refrigeración de los conductores, mejora del rendimiento	
			≥ Fuertes	≥ 41 km/h	Derribo de la línea y potencial corte de suministro	
		Precipitaciones	Fuertes, Nevadas, Tempestades	≥ 15 mm/h	Incremento de carga de catenaria	
			Fuertes	≥ 15 mm/h	Cortes en el suministro	
		Aumento del nivel del mar			Dificultad de acceso al activo	
Sequía	Riesgo de incendios	FWI > 21.3	Posibles daños a componentes expuestos			
	Riesgo de incendios	FWI > 21.3	Posibles daños a componentes expuestos			
Incendios forestales	Cortes en el suministro no planificados		El humo y las altas temperaturas pueden "disparar" un circuito haciendo que este quede fuera de servicio Las altas temperaturas pueden "disparar" también un circuito haciendo que este quede fuera de servicio Cierre de la línea para evitar daños térmicos en la misma, para evitar un disparo provocado por el humo o para satisfacer las necesidades de seguridad de los bomberos Debido a la reducción de la capacidad de la línea de emergencia			
LÍNEAS SUBTERRÁNEAS	Conductores	Temperatura	Aumento	± 6°C - 10°C	Sobrecarga, aumento de tensión del cable, picos de carga --> desestabilización del sistema	
					Aumento de la resistividad del cable (y reducción de capacidad)	
					Pérdidas de energía durante transmisión y distribución (pérdidas de eficiencia)	
		Aumento del nivel del mar			Dificultad de acceso al activo (rutas de acceso)	
					Daños en el cable Daños en las instalaciones	
Sequía	Riesgo de incendios	FWI > 21.3	Degradación de la infraestructura			

Tabla 5. Impacto de eventos meteorológicos en los conductores de las líneas de distribución.

ACTIVO DE RED	ELEMENTOS	Amenaza CC	Caracterización CUALITATIVA	Umbral	Impacto en activo (descripción)	
CT Subestaciones transformadoras	Transformadores	Temperatura	Aumento	$\pm 6^{\circ}\text{C} - 10^{\circ}\text{C}$	Interrupciones en el suministro de electricidad Degradación de los componentes internos debido al aumento de carga provocada por un incremento de la tensión en los conductores Afecta a la potencia nominal del transformador al generar picos de carga	
			Cambios	Cambios	Cambios en la vida útil o la capacidad de los grandes transformadores de potencia	
		Tormentas			Daños a las instalaciones y accesos (debido a escombros)	
		Vientos	\geq Fuertes	≥ 41 km/h	Daños a las instalaciones y accesos (debido a escombros)	
		Precipitaciones			Daños a las instalaciones y accesos (debido a inundaciones)	
		Aumento del nivel del mar			Dificultad de acceso al activo (rutas de acceso) Daños en el cable	
		Sequía	Riesgo de incendios	FWI > 21.3	Impacto en transformador	
		Inundaciones fluviales				Daños al transformador (equipos eléctricos montados a cotas bajas) Cortes en el suministro Sobrecarga, aumento de tensión del cable, picos de carga --> desestabilización del sistema
			Incendios forestales			Daños al transformador
			Deslizamientos de tierra y erosión			Daños al transformador
	Aparamenta		Tormentas	Rayos	Rayos	Aumentos de voltaje en las líneas que llegan a la subestación
		Inundaciones fluviales			Daños a equipos eléctricos montados a cotas bajas	
		Vientos			Daños a las instalaciones y accesos (debido a escombros)	
		Precipitaciones			Daños en las instalaciones y accesos (debido a inundaciones)	
		Instalaciones	Aumento del nivel del mar			Daños en las instalaciones
			Inundaciones fluviales			Daños en las instalaciones
	Incendios forestales		Riesgo de incendios	FWI > 21.3	Daños a las instalaciones y accesos	
	Deslizamientos de tierra y erosión				Daños a las instalaciones y accesos	

Tabla 6. Impacto de eventos meteorológicos en los en subestaciones transformadoras.

2. Proyecciones cambio climático

Una vez completada la tarea anterior, el siguiente paso consiste en cruzar esos datos con predicciones de cambio climático concretas. Para ello, deben definirse dos criterios:

1. *Región de estudio.* Se debe establecer el territorio de interés sobre la que aplicar la metodología. Debido al carácter general de esta, no existen limitaciones en cuanto a la extensión que se quiere estudiar. La única consideración relevante que ha de tenerse en cuenta es que la infraestructura de red de la compañía esté desplegada en dicho territorio.
2. *Horizonte temporal de estudio.* Se debe establecer el periodo de tiempo de interés en el que aplicar la metodología. Esta decisión vendrá condicionada por factores como la vida útil de los activos o por el momento en el que se quiera realizar la inversión, entre otros.

En cuanto se hayan concretado estos dos aspectos se procederá a realizar un estudio de las predicciones climáticas en la región, lo cual permitirá concretar las áreas más vulnerables al cambio climático dentro de ella. El objetivo de este paso reside en identificar de 3 a 5 puntos críticos en los que enfocarse para minimizar el potencial impacto de eventos meteorológicos extremos.

Para esta fase, nuestro estudio se ha centrado en los pronósticos de cambio climático que conciernen principalmente a Europa y más concretamente a España, si bien es cierto que la metodología es aplicable en cualquier región del mundo. Entre otros, se han consultado principalmente los informes PESETA de la Comisión Europea (European Commission, 2020), y los visores de escenarios climáticos de la plataforma Adapteca del Ministerio para la Transición Económica y el Reto Demográfico (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2017) y del Climate Data Store de Copernicus (European Commission - Copernicus Observation Programme).

A continuación se muestra en la Figura 4 una tabla-resumen (European Environment Agency, 2019) en la que se pueden observar los cambios proyectados de las condiciones climáticas en Europa, los cuales varían por región:

		Northern Europe	British Isles	Central western Europe	Central eastern Europe	Iberian Peninsula	Apennine Peninsula	South-eastern Europe
Ambient temperature	Air temperature	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑
	River temperature	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑
	Annual precipitation	↑	↑	↔	↔	↓	↘	↘
Water availability	Annual river flow	↑	↑	↔	↔	↓	↘	↘
	Low river flow*	↔	↓	↘	↔	↓	↓	↓
	Summer soil moisture**	↔	↘	↘	↔	↓	↓	↓↓
Extreme climate-related events	Heat waves	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑
	Inland floods	↔	↑	↑	↑	↔	↔	↔
	Wind storms	↔	↔	↔	↔	↘	↘	↘
	Forest fire danger	↔	↑	↔	↔	↑	↑	↑
Coastal and marine hazards	Relative sea level	↔	↑	↑	↑	↑	↑	↑
	Storm surges and wave length	↔	↔	↔	↔	↔	↔	↔

↑ Increase throughout the region ↓ Decrease throughout the region ↔ Inconsistent or limited changes
 ↗ Increase in most of the region ↘ Decrease in most of the region

* A downward arrow indicates a lower streamflow during low flow events, i.e. more severe river flow droughts.
 ** A downward arrow indicates lower soil moisture (in summer), i.e. more soil water stress.

Figura 4. Cambios previstos en las condiciones climáticas en Europa.

3. Análisis Coste-Beneficio

En esta fase de la metodología, el objetivo es determinar qué inversiones en mejora de resiliencia de la red son más eficientes para minimizar el impacto del cambio climático a la vez que aportan beneficios para la sociedad y el sistema eléctrico. Esta etapa permite por tanto seleccionar aquellas propuestas de inversión con mayor viabilidad y rentabilidad – funcionando así como una herramienta de priorización de inversiones – a partir de las conclusiones obtenidas en las etapas anteriores.

Debido a que se trata de una tarea que depende de los resultados concretos obtenidos según el territorio de estudio y el horizonte temporal de interés en los que se haya aplicado la metodología, el análisis coste beneficio es pertinente a cada caso particular. En cada uno de ellos, se debe llevar a cabo una valoración económica de los costes del proyecto a desarrollar (i.e. la inversión) así como del ahorro futuro que supondría para los clientes el implantarlo, y compararlo con el coste en el que incurrirían en caso de no tomar ninguna medida (es decir, el que se ha estimado en la fase 2 de la metodología).

Tras realizar esta evaluación, se podrá determinar qué proyectos son los más viables y los que por tanto han de ejecutarse. En suma, el producto final de la metodología serán varias propuestas de inversión enfocadas a minimizar el impacto del cambio climático en la infraestructura de red y, por tanto, en la sociedad y el sistema eléctrico.

Para ilustrar la utilidad de la metodología, se exponen a continuación dos casos de uso reales que muestran cómo la aplicación de la misma puede conducir a la identificación temprana de puntos vulnerables de la red de un operador energético de gran relevancia en nuestro país como Iberdrola.

Aplicación de la Metodología y Análisis de Resultados

Una vez diseñado el marco teórico de la metodología, la segunda parte de nuestro proyecto está orientada a la aplicación práctica de esta junto con la exposición de los resultados obtenidos en el proceso, de manera que se pueda demostrar su utilidad.

El objetivo de desarrollar una metodología con carácter general es personalizarla en función de la amenaza del cambio climático y de la ubicación de la red afectada que se pretenda analizar. Esto es así puesto que sin duda existen diferencias significativas entre territorios, para los que habrá que analizar los efectos particulares que el cambio climático causará en ellos.

En nuestro caso, el horizonte temporal seleccionado para minimizar el impacto del cambio climático es de 30 años vista (2050 aproximadamente) y la región de estudio estará compuesta por aquellos territorios de España en los que actualmente está desplegada la red de Iberdrola y que se muestran en la Figura 5. En la actualidad, la compañía cuenta con casi 270.500 kilómetros de líneas eléctricas extendidas por un total de 25 provincias (i-DE Grupo Iberdrola):



Figura 5. Mapa de red de distribución de Iberdrola en España.

Obtenido de (i-DE Grupo Iberdrola)

En el caso de España, las consecuencias más claras del cambio climático tanto en el futuro cercano (2011 – 2040) como en el medio (2041 – 2070) según las proyecciones de la plataforma (AdapteCCa) y el (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2020) giran en torno a:

- *Incremento progresivo de las temperaturas máximas*, especialmente en verano y en las zonas del interior y del este de la península.
- *Aumento en la duración de las olas de calor* en algunas comunidades autónomas.

- *Mayor número de días cálidos* tanto en las regiones insulares como peninsulares. Se pronostica que, para finales de siglo, este aumento ascenderá en un 50% para el escenario más crítico de emisiones y aproximadamente en un 24% para el escenario de estabilización¹¹.

Con todo, el indicador que permite realizar una mayor discriminación por regiones y que constituye a su vez un fenómeno meteorológico extremo son las olas de calor. Para el horizonte temporal de este estudio, el visor de (AdapteCCa) proyecta los siguientes cambios en el número de días que durarán las olas de calor en España por región:

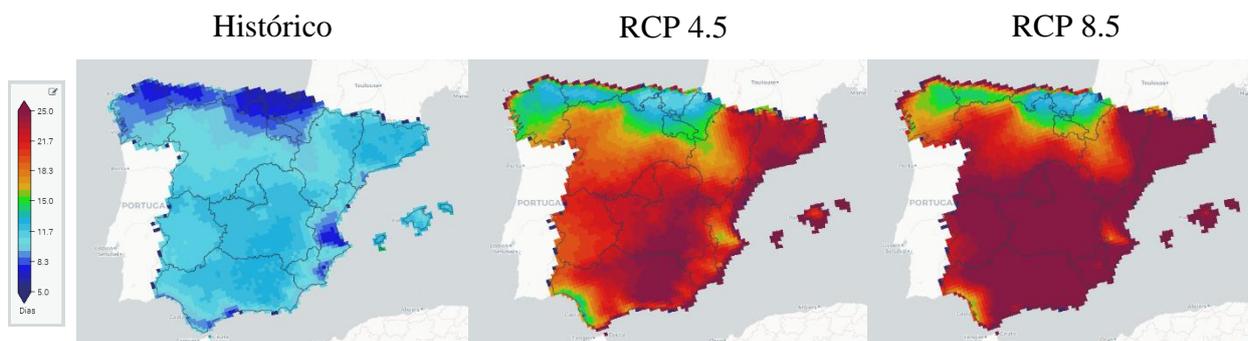


Figura 6. Duración máxima de olas de calor (Futuro medio 2041 - 2070).

Por este motivo, el presente proyecto pretende abordar a través de la aplicación de la metodología dos efectos derivados de esta tendencia de calentamiento: el impacto en los hábitos de consumo de refrigeración pico de la sociedad y el incremento del riesgo de ocurrencia de incendios durante las olas de calor.

¹¹ (Intergovernmental Panel on Climate Change , 2014)

El informe define 4 escenarios de emisiones, conocidas como las Trayectorias de Concentración Representativas (RCP), en las que en función de la evolución de los niveles globales de emisiones de GEI se proyectan diferentes incrementos en la temperatura global para finales de siglo.

1. Olas de calor: Demanda de Aire Acondicionado

1.1. Inputs: Tendencias de las Temperaturas y Cooling Degree Days

La primera fase de la metodología consiste en establecer en qué efecto del cambio climático se va a centrar el estudio de impacto sobre la red. Tal y como se ha mencionado previamente, los efectos del incremento y duración de las olas de calor tendrán un impacto significativo en el país a diferentes niveles. Según la (Agencia Estatal de Meteorología, 2019), la frecuencia de aparición de estos fenómenos en España es casi diez veces superior que a principios de siglo, pasando de uno cada 30,7 años a uno cada 3,7 años. Además, la temperatura media de las masas de aire es de 1,3°C más caliente que hace cuarenta años.

En este contexto, numerosos estudios apuntan a que existe una clara correlación entre la temperatura y los niveles de consumo eléctrico de los países. Un estudio del Proceedings of the National Academy of Sciences proyecta un incremento significativo de la carga máxima diaria y del consumo global de electricidad en el sur y el oeste de Europa, alcanzando un 7% en el caso de España, debido al calentamiento derivado del cambio climático (Auffhammer, Levermann, & Wenz, 2017). En la misma línea, la (European Environment Agency, 2019) confirma que los mayores incrementos de la demanda eléctrica pico se esperan para España, Portugal e Italia con motivo de las altas temperaturas. Esta afirmación es también corroborada por la Agencia Internacional de Energía, que señala que en ciudades como Madrid la demanda de refrigeración puede llegar a suponer un tercio de la demanda total pico (International Energy Agency, 2018). Por último, otros comprueban para España que es a raíz de la mayor utilización de equipamiento de refrigeración (motivado también por el cambio climático) que el consumo eléctrico se verá afectado (Garrido-Perez, Barriopedro, García-Herrera, & Ordóñez, 2021).

Todo ello se explica porque un incremento de las temperaturas empuja a las personas a intensificar el uso de equipos de refrigeración tales como ventiladores y aires acondicionados. Dado que las olas de calor son fenómenos más bien puntuales y anormales, es durante estos periodos cuando la infraestructura eléctrica puede enfrentarse a mayores dificultades para soportar la demanda de consumo eléctrico – especialmente la demanda pico.

El indicador utilizado para evaluar las necesidades de refrigeración de la población de un país son los Cooling Degree-Days (U.S. Energy Information Administration) (o Grados-Día de Refrigeración). Se trata de un parámetro que permite cuantificar la demanda de energía necesaria para enfriar los edificios, y que en nuestro caso facilita el análisis del impacto de las olas de calor en la red eléctrica. En España, el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía establece que, a partir de 20°C (lo que se conoce como temperatura de confort), los ciudadanos empiezan a considerar la posibilidad de enfriar sus espacios (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2014). Este valor de los CDD para un periodo y una región en concreto se obtiene como la suma de la diferencia entre la temperatura media de cada día y la temperatura de confort de 21°C durante todos los días que conforman ese intervalo temporal.

En la actualidad, la (European Environment Agency, 2019) aconseja que, para minimizar los efectos sobre la red de las olas de calor por picos demanda, debe reforzarse la infraestructura eléctrica a través del incremento de la capacidad de transmisión y garantizar una capacidad de reserva suficiente.

1.2. Coste Asociado: Incremento de demanda de refrigeración

De acuerdo con los estudios anteriores, se considera una línea de investigación de gran interés el análisis detallado del impacto en los patrones de consumo españoles de las altas temperaturas. Asimismo, la aplicación de la metodología se centra en los episodios de olas de calor durante los periodos estivales, dado que existe suficiente evidencia que apunta a un efecto más agudo de estas en España que las olas de frío en invierno (Auffhammer, Levermann, & Wenz, 2017).

El potencial coste asociado a estos eventos en la red de distribución española queda perfectamente expresado por (Garrido-Perez, Barriopedro, García-Herrera, & Ordóñez, 2021). En el caso de que las predicciones sean correctas, estos episodios extremos conllevan implicaciones considerables en tanto que los planificadores de red deberán ajustar la capacidad máxima del sistema eléctrico español para poder hacer frente a los picos de demanda y evitar sobrecargas de los equipos y cortes de suministro. Este aumento de capacidad tiene, a su vez, repercusiones adversas en el sistema puesto que los desequilibrios entre la capacidad de generación y la demanda en los periodos no extremos originará una disminución de la eficiencia energética de la infraestructura de red. Por último, aun sin producirse apagones, la posible escasez de energía durante estos fenómenos extremos unido al correspondiente impacto en el precio de electricidad para los consumidores es un motivo de peso para considerar las olas de calor como un riesgo para la sociedad.

Asimismo, varios trabajos consultados muestran de qué manera y en qué medida algunos elementos de la red pierden eficiencia, capacidad de carga o vida útil a raíz de cambios en la temperatura ambiente: en líneas y transformadores (Sathaye, y otros, 2011), en transformadores (Gao, Schlosser, & Morgan, 2017) (Li, Mazur, Allen, & Swatek, 2005).

Con todo y como se ha adelantado en el anterior apartado, la manera de estudiar el impacto de las olas de calor en el consumo eléctrico es a través de la relación entre los Cooling Degree-Days y la demanda de los hogares. Analizando las curvas de consumo históricas de los Aires Acondicionados proporcionadas por Red Eléctrica (Red Eléctrica España, 1998) que se muestran a continuación, y relacionándolas con los estudios climáticos mencionados, es posible establecer una relación entre los CDD y su impacto en la curva de demanda española:

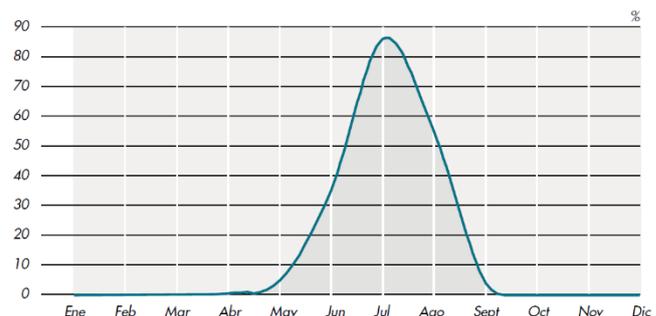
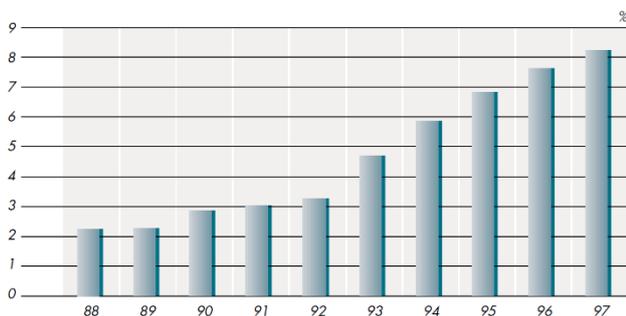


Figura 7. Evolución del consumo de aire acondicionado en España. **Figura 8.** Perfil de utilización del aire acondicionado en los hogares españoles.

Gráficas obtenidas de (Red Eléctrica España, 1998)

A pesar de ser cifras de la década de los 90, el hecho de que la tendencia consumo no haya parado de crecer y la utilización se agudice durante los meses de verano está alineado con la hipótesis que aquí se plantea.

No obstante, estudios más recientes de la Asociación de Fabricantes de Equipos de Climatización confirman esta tendencia alcista en el sector residencial:

	2016	2017	2018	2019	2020
Ventilación Residencial (M€)	6,05	8,37	12,26	16,29	20,39
Incremento (%)		38%	46%	33%	25%

Tabla 7. Evolución del valor del mercado de Ventilación Residencial en España.

Obtenido de (Asociación de Fabricantes de Equipos de Climatización)

Además, el IDAE arroja cifras interesantes en su informe de 2011 (Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía, 2011) acerca de las tasas de equipamiento de refrigeración de los hogares españoles. En este se indica que cerca del 49% de las viviendas cuentan con algún tipo de equipamiento refrigeración, dentro del cual solo el 15,7% corresponde al aire acondicionado. A su vez, según las zonas climáticas en las que se divide el territorio español, la penetración del AC dentro de los equipos de refrigeración es solo del 4,85%, 25,4% y 12,1% en las regiones Atlántica, Continental y Mediterránea, respectivamente. Finalmente, el informe afirma que todo el consumo energético por uso de aires acondicionados es de origen puramente eléctrico.



Figura 9. Distribución Territorial de las Zonas Climáticas en España: Atlántica (verde), Continental (naranja) y Mediterránea (amarillo).

Obtenida de (Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía, 2011)

Esta diferenciación regional subraya la relevancia de realizar un análisis más preciso por área para el correcto desarrollo de una regulación y medidas eficientes ajustadas a las necesidades de cada una. Por otro lado, estas estadísticas ponen de relieve el margen de crecimiento que aún presenta el mercado del aire acondicionado en España, lo cual cabe esperar que suponga un riesgo para el sistema eléctrico.

1.3. Cambio Climático: Proyecciones de CDD y Consumo Eléctrico asociado en España

Una vez identificada la variable de estudio y determinado el coste sobre la infraestructura eléctrica y la sociedad, el siguiente paso de la metodología consiste en analizar las proyecciones climáticas sobre nuestro territorio de interés. Partiendo del mapa proporcionado por el IDAE y el despliegue de la red de Iberdrola mostrado en la Figura 5, se ha construido en la Figura 10 una aproximación de las áreas en las que aplicaremos la metodología:

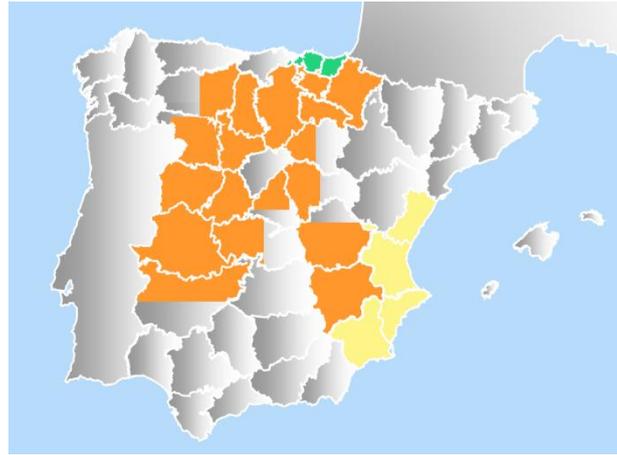
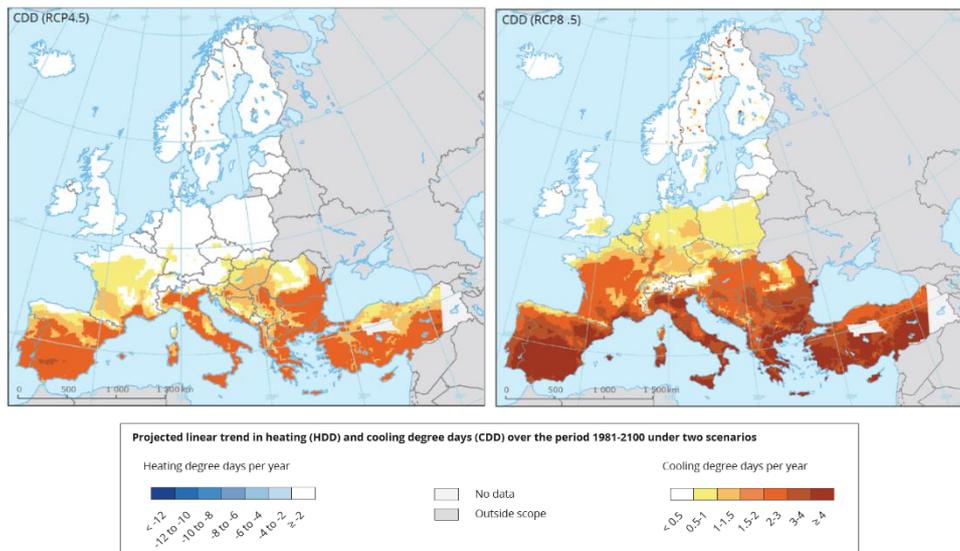


Figura 10. Territorio de estudio para las olas de calor y cooling degree-days.

Elaboración propia

A continuación, se procede a analizar las proyecciones de incremento de los cooling degree-days, enfocándonos en los pronósticos para estas regiones de España. En la Figura 11 obtenida de (European Environment Agency, 2019), ya se puede observar que los aumentos más acusados que se van a producir en la península ibérica se concentran en el sur y este peninsular:



Según un estudio de (Ortiz Beviá, Sánchez-López, Alvarez-García, & Ruiz de Elvira, 2012), el incremento de los grados-día de refrigeración en España puede aproximarse a un 5% por década:

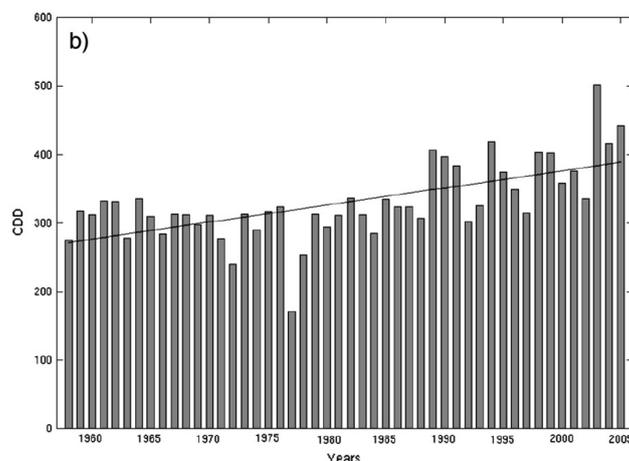


Figura 12. Evolución de los grados-día refrigeración en verano para el periodo de 1970-2005.

Obtenido de (Ortiz Beviá, Sánchez-López, Alvarez-García, & Ruiz de Elvira, 2012)

No obstante, es en este punto en el que se debe realizar una identificación de las provincias en las que se proyecta un incremento más pronunciado. Para ello, se hace uso del visor de escenarios de cambio climático del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (AdapteCCa), gracias al cual se concluye que Salamanca, Guadalajara, Ávila, Cáceres y Murcia serán provincias especialmente vulnerables a las olas de calor y verán incrementados su grados-día de refrigeración de forma significativa. La Tabla 8 recoge los valores más representativos que conducen a estas conclusiones:

		<i>Salamanca</i>			<i>Guadalajara</i>			<i>Ávila</i>		
		Valor histórico (1971-2005)	Valor proyectado (2020-2060)	Variación	Valor histórico (1971-2005)	Valor proyectado (2020-2060)	Variación	Valor histórico (1971-2005)	Valor proyectado (2020-2060)	Variación
Variables	Temperaturas máximas en verano (°C)	29,4	31,8	2,4	29,6	32	2,4	23,9	26,3	2,4
	Duración máxima de olas de calor (días)	11,61	20,51	8,9	12	21,55	9,55	12,63	22,6	9,97
	Grados -día de refrigeración (°C-días)	124,95	209,35	84,4	124,12	205,05	80,93	34,9	75,4	40,5

		<i>Cáceres</i>			<i>Murcia</i>		
		Valor histórico (1971-2005)	Valor proyectado (2020-2060)	Variación	Valor histórico (1971-2005)	Valor proyectado (2020-2060)	Variación
Variables	Temperaturas máximas en verano (°C)	29,58	31,9	2,32	31,9	29,58	1,9
	Duración máxima de olas de calor (días)	12,67	20,85	8,18	20,85	12,67	11,73
	Grados -día de refrigeración (°C-días)	148,1	242,9	94,8	242,9	148,1	104,62

Tabla 8. Proyecciones climáticas para las provincias de estudio.

En segundo lugar, se ha de determinar también cuáles son las proyecciones de incremento de consumo debido a la intensificación de uso de equipos de refrigeración motivada por el cambio climático. Para ello, se ha realizado a cabo una estimación a 2050 de este aumento medio en base a los patrones de consumo eléctrico actuales en España (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2018) (Red Eléctrica de España) y estudios sobre la evolución de dicho consumo en España en el futuro (Aalborg Universitet, 2018) (Aalborg Universitet, 2017).

Primeramente, se parten de los valores históricos de consumo eléctrico total por sector, ignorando el resto de la energía consumida que se genera a partir de otras fuentes energéticas (p. ej. gas, carbón, productos petrolíferos). A continuación, se discrimina aquel porcentaje de electricidad que va destinada al consumo de refrigeración. Este cálculo puede realizarse directamente sobre la demanda eléctrica, puesto que tal y como se ha comprobado en estudios anteriores, la demanda de refrigeración se cubre enteramente con electricidad. Además, se realiza aquí un ajuste del valor de este consumo para el sector residencial bajo la hipótesis de que el uso del aire acondicionado se concentra entre los meses de mayo a septiembre (4 meses de utilización); por el contrario, en el caso del sector industrial y servicios se asume que la refrigeración presenta un perfil más o menos homogéneo a lo largo del año.

Seguidamente, se aplican a estos últimos valores el incremento proyectado por el estudio “Heat Roadmap Europe” – financiado por el programa de investigación e innovación Horizonte 2020 de la Unión Europea – en cuanto a refrigeración de espacios para cada sector. Por último, se calcula el porcentaje de incremento del consumo eléctrico a 2050 suponiendo que la demanda para el resto de actividades de cada sector se mantiene constante. Es decir, el objetivo es calcular el impacto sobre el consumo medio de España en 2050 de la intensificación de la refrigeración como consecuencia del cambio climático.

En la Tabla 9 se muestra las cifras y los resultados del procedimiento explicado así como las fuentes consultadas:

Sector	Demanda eléctrica actual (GWh)	Demanda eléctrica AC actual ajustada		Proyección incremento demanda de AC a 2050	Incremento demanda por AC
Fuentes	(Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2018)	(Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2018) (Aalborg Universitet, 2017)		(Aalborg Universitet, 2018)	
Servicios	74.600	2,3%	17.900	100%	35%
Residencial	75.200	24%	5.300	500%	24%
Industrial	78.750	6%	4.725	5%	0,3%

Tabla 9. Resumen de los cálculos del incremento de demanda eléctrica debido a la intensificación de la refrigeración de espacios.

Por último, para obtener un valor aproximado y manejable de este valor de aumento de demanda por necesidades de refrigeración, se realiza una media ponderada de este incremento en función del reparto de consumo eléctrico por sector en España según (Red Eléctrica de España) (45% sector industrial, 30% sector servicios y 25% sector residencial). El resultado de esta operación señala que el consumo eléctrico español en 2050 se verá incrementado de media en un 16% con motivo de las altas temperaturas ocasionadas por el cambio climático.

Sin embargo, la finalidad de la metodología es encontrar puntos críticos específicos y vulnerables al cambio climático. Por este motivo, es necesario particularizar el valor del incremento de consumo medio de España para las provincias identificadas anteriormente.

Para obtener este valor, se construye una calculadora en la herramienta Excel que permite estimar de manera sencilla el incremento de consumo en base a las siguientes variables:

1. *Datos climáticos*: número de grados-día de refrigeración por provincia (históricos y proyectados), de manera que se pueda operar con el incremento porcentual de cara a 2050. En el caso de España, el incremento medio de CDD es de 69,2%.
2. *Datos de demanda*: reparto del consumo eléctrico por sector, dado que los valores medios de España podrían variar para una región o un equipo en concreto.

Con estos datos y los del caso medio de España, la estimación del aumento de consumo global para una provincia cualquiera p puede expresarse de la siguiente manera:

$$\Delta CE_P = (1 + CDD_p - CDD_E) * [\%C_D * IM_D + \%C_S * IM_S + \%C_I * IM_I] \quad (1)$$

Donde cada variable representa:

ΔCE_P = incremento porcentual del consumo eléctrico por provincia

$\%C$ = porcentaje de reparto de consumos por sector

IM = incremento medio en España del consumo eléctrico debido al incremento de la refrigeración.

CDD = variación de los grados-día de refrigeración en 2050 respecto al valor histórico

y los subíndices hacen referencia a:

P = provincia

D = sector doméstico

S = sector servicios

I = sector industrial

E = caso medio de España

Los resultados de estos cálculos se muestran en la Tabla 10 a continuación:

		<i>Salamanca</i>	<i>Guadalajara</i>	<i>Ávila</i>	<i>Cáceres</i>	<i>Murcia</i>	<i>España</i>
Variación de CDD		67.55%	65.20%	116.05%	64.01%	56.70%	69.23%
Reparto de consumos	Incremento						
25.00%	Consumo eléctrico debido a refrigeración doméstica	8.60%	8.39%	12.84%	8.29%	7.65%	8.74%
30.00%	Consumo eléctrico debido a refrigeración servicios	7.08%	6.91%	10.57%	6.82%	6.30%	7.20%
45.00%	Consumo eléctrico debido a refrigeración industrial	0.13%	0.13%	0.20%	0.13%	0.12%	0.14%
100.00%	Consumo eléctrico debido a refrigeración	15.81%	15.43%	23.61%	15.24%	14.07%	16.08%

Tabla 10. Incremento de consumo eléctrico debido a refrigeración por provincia.

Como se ha explicado previamente, esta calculadora permite introducir cambios tanto en el reparto de consumos por sector como en la variación de los grados-día de refrigeración en función de qué territorio se pretenda estudiar. Únicamente los valores medios para España (coloreados en azul) deben mantenerse inalterados, puesto que corresponden al caso base para realizar las operaciones. Además, un beneficio adicional de la calculadora es que la estimación puede particularizarse y aplicarse a nivel de subestación y/o centro de transformación si fuera de interés. En ese escenario, los valores de CDD corresponderían a los de la región en donde se encontrase, y el reparto de consumos podría personalizarse en caso de que se contara con esa información para dicho equipo.

En vista de los resultados arrojados por la calculadora, se advierte que la provincia en la que el incremento del consumo de refrigeración debido a las altas temperaturas es más significativo es en Ávila. Esto se debe a que, si bien en valor absoluto el número de grados-día de refrigeración que aumentan es el menor entre las provincias, la variación relativa respecto a su histórico es considerable. Esta apreciación es importante, ya que un incremento de este calibre podría ser incluso más perjudicial en aquellos territorios en los que la infraestructura no está preparada para afrontar tales repuntes puntuales (puesto que tradicionalmente no ha tenido que reforzar sus equipos para ello). Por el contrario, en provincias acostumbradas a calores extremos (p. ej. Murcia), la subida del consumo es notablemente inferior, lo cual concuerda con esta hipótesis.

Llegados a este punto, el siguiente paso consiste en analizar cómo estos nuevos consumos afectarían a la infraestructura de red de dichas provincias, con el objetivo de determinar si efectivamente hay riesgo de sobrecargas en estos sistemas y poder remediarlo a tiempo.

1.4. Análisis Coste-Beneficio y Propuesta de Inversión

En esta última fase, el objetivo es determinar si este aumento de consumo a 2050 es realmente significativo y tiene un coste asociado para la población. Para ello, se debe acudir a los planificadores de red de Iberdrola de modo que, en las provincias de las regiones identificadas en el paso anterior, lleven a cabo un análisis a grandes rasgos aplicando esos incrementos en sus sistemas. Cabe mencionar que, debido a que nuestra estimación se trata de una aproximación del incremento de demanda por provincia, los cálculos fueron realizados en alta tensión y con un enfoque más bien exploratorio.

En este contexto, las provincias fueron separadas en región Oeste (Salamanca y Ávila), región Centro (Guadalajara y Cáceres) y región Este (Murcia). Para cada una de ellas, además de la carga asociada a refrigeración hubo que considerar dos variables adicionales para las predicciones a 2050: el crecimiento vegetativo (entendido como el porcentaje progresivo de crecimiento de la demanda anual en España de forma natural) y las estimaciones futuras de carga en función de la penetración del vehículo eléctrico. Aunando estas tres variables, los planificadores aplicaron los incrementos a las provincias, concluyendo que únicamente en el caso de Murcia el impacto en la infraestructura de red resultaba ser relevante. Para el resto de los emplazamientos, no obstante, se confirmó que con las renovaciones y medidas ya previstas con motivo de las otras dos variables, se conseguía hacer frente a los aumentos pico derivados de las altas temperaturas.

Por consiguiente, en la Tabla 11 a continuación se muestra una posible solución para evitar que las olas de calor en la ciudad de Murcia causen cortes de suministro por sobrecargas de la red, conduciendo a pérdidas económicas para la sociedad e industria de la región. Las medidas propuestas comprenden la instalación de subestaciones nuevas de soporte a las existentes y la sustitución de un transformador, lo cual ascendería a un total de 37 millones de euros de inversión.

	<i>Coste de la Inversión (M€)</i>
Nueva ST PINO 132/20 kV	6,5
Nueva ST ALCANTARILLA 132/20 kV	7,5
Nueva ST BENIAJAN 132/20 kV	12,5
Nueva ST CAMPILLO 132/20 kV	10
ST CONDOMINA (Sustitución Transformador)	0,5
Total	37

Tabla 11. Propuesta de Inversión para la ciudad de Murcia.

Asimismo, en la Figura 13 se representa el esquema de conexión tras incorporar los nuevos equipos a la configuración actual. Este resultado demuestra tanto la viabilidad de la propuesta de inversión como la utilidad de la metodología a la hora de identificar necesidades y puntos vulnerables de la red a tiempo para actuar. Llevando a término estas acciones, será posible ahorrar a la sociedad y al sistema el aplicar medidas aún más costosas cuando ya no sea posible eludir las consecuencias derivadas del cambio climático.

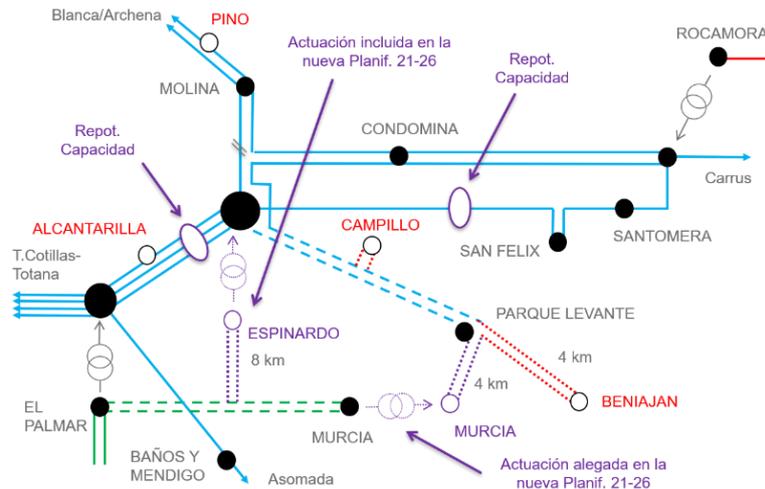


Figura 13. Esquema de conexión de la nueva infraestructura.

1.5. Conclusiones y Recomendaciones

En conclusión, queda demostrado que el cambio climático manifestará sus efectos en numerosas zonas del territorio de operación de Iberdrola a través de un aumento del número, frecuencia y gravedad de las olas de calor. En consecuencia, la demanda máxima de refrigeración por aire acondicionado se verá significativamente afectada, lo cual podría derivar en saturaciones y sobrecargas en muchos puntos de la red. Desde la perspectiva de Iberdrola, los resultados de la aplicación de la metodología ponen de relieve las siguientes oportunidades para la compañía:

4. Identificación: Anticiparse a los futuros problemas de la red.
5. Planificación: Dimensionar proactivamente la red para evitar futuras saturaciones.
6. Inversión: Facilitar las inversiones en digitalización para incorporar la flexibilidad en la red de distribución y refuerzos de la red cuando sea necesario.

Asimismo, con objeto de alejar nuestra propuesta del Mínimo Producto Viable, se sugieren las siguientes líneas de investigación:

- Incluir las mejoras de eficiencia energética y de los equipos de refrigeración a 2050.
- Incorporar las curvas de carga del aire acondicionado para calcular los picos de consumo durante las olas de calor con mayor precisión, puesto que para el estudio se han considerado consumos de AC planos.
- Realizar estudios más detallados partiendo de la Baja Tensión (en lugar de desde Alta).
- Incluir la variable de los CDD en las herramientas de planificación (como el crecimiento vegetativo) para incorporar el impacto del cambio climático en las predicciones de carga.

2. Olas de calor: Incendios

2.1. Inputs: Tendencias de Riesgo de Incendios

Otra de las consecuencias más frecuentes de las olas de calor es el incremento de riesgo de ocurrencia de incendios forestales. Esto se debe a que la aparición de incendios forestales se encuentra íntimamente ligada a las condiciones del clima (de humedad, temperatura ambiente, viento y la geografía del terreno, entre otros), y por ende puede verse agravada por las tendencias de cambio climático proyectadas para 2050 (Marsh & McLennan Advantage, 2019).

En España, la evolución de la superficies afectadas por incendios forestales se ha visto reducida desde 1994 hasta el 2014, tal y como se puede observar en la Figura 14:

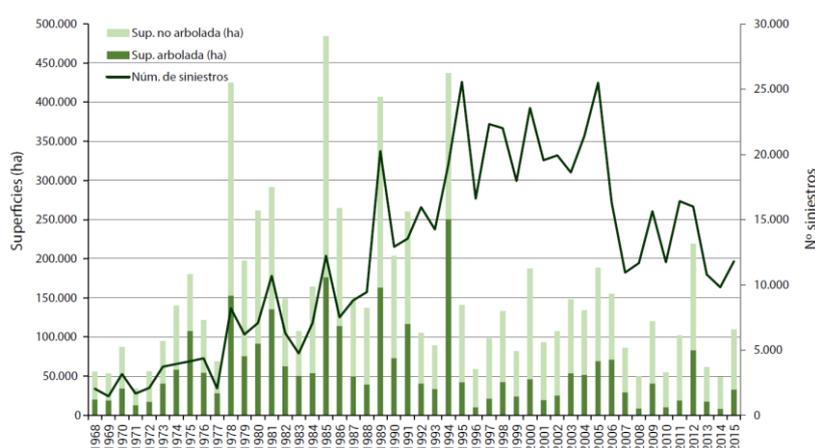


Figura 14. Evolución del número de siniestros y superficies afectadas 1968 – 2015.

Obtenido de (Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación, 2019)

La razón de que, al margen de que el número de siniestros no haya disminuido en la última década (en comparación con los años previos al 2000), las hectáreas quemadas no hayan aumentado reside en la implantación, desarrollo y mejora de la eficacia de los dispositivos de extinción de incendios forestales (Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación, 2019). No obstante, esta variable se encuentra todavía muy influenciada por la variabilidad climática cíclica existente en nuestro país.

Por otro lado, sin embargo, merece la pena detenerse a apreciar la evolución histórica de los grandes incendios forestales o “GIF” en España (aquellos en los que la superficie total quemada supera las 500 hectáreas). Se trata de los incendios de menor frecuencia sobre el cómputo total de siniestros – tal y como muestra la Figura 15, en la última década este valor no supera el 0,4% – pero la superficie que destruye es significativamente elevada. A lo largo la última década, la media se sitúa aproximadamente sobre el 40%, y algunos años alcanza incluso el 60% de afectación forestal. Asimismo, el paso del tiempo no demuestra que su grado de destrucción haya disminuido, dificultando el afirmar que los GIF hayan experimentado un cambio en sus patrones de actuación (Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación, 2019).

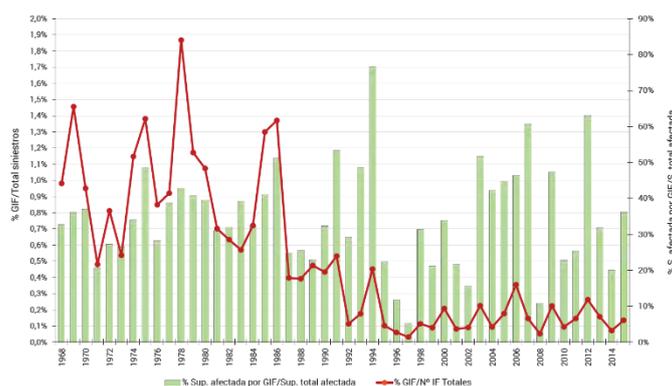


Figura 15. Evolución del número y las superficies afectadas por grandes incendios en porcentaje respecto a los totales, 1968-2015.

Obtenido de (Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación, 2019)

En lo que a la relación entre la ocurrencia de incendios forestales y el sistema eléctrico respecta, solo un 2,4% de las superficies quemadas entre el 2006 y el 2015 en España fue a causa de líneas eléctricas. Con todo, existe un creciente riesgo de que, si las olas de calor y las altas temperaturas se agravan en el futuro cercano, esta proporción aumente sustancialmente. Por consiguiente, el objetivo principal es minimizar la facilidad con que los territorios cercanos a la infraestructura eléctrica comienzan a arder en caso del fallo de esta. Esta labor es de especial prioridad para las compañías eléctricas, puesto que estudios y casos reales demuestran que los costes de responsabilidad y compensación que suponen para ellas son infinitamente superiores a los de las pérdidas de los activos en sí (Marsh & McLennan Advantage, 2019). Por consiguiente, en el caso de los incendios, el foco se situará más bien en la minimización de las pérdidas derivadas de los incendios ocasionados por la infraestructura de red.

Al igual que en el caso del incremento de demanda de aire acondicionado y los grados-día de refrigeración, la variable que va a permitir evaluar el impacto de los incendios en el sistema eléctrico es el Fire Weather Index (Lawson & Armitage, 2008). Se trata de un indicador que proporciona una valoración directa del peligro de un incendio y estima la intensidad de propagación del fuego basándose únicamente en la meteorología (temperatura, humedad relativa, velocidad del viento, precipitación y radiación solar). Resulta ser un parámetro especialmente interesante ya que estudios como el de (Camia, Libertá, & San-Miguel-Ayanz, 2017) demuestran que existe una relación exponencial entre el FWI y la superficie forestal quemada (Figura 16), lo cual nos puede ayudar a realizar las estimaciones pertinentes para España de contar con las proyecciones de FWI. Los niveles de riesgo de peligro de incendio definidos por el EFFIS (European Forest Fire Information System) según (European Commission) son los que se muestran en la siguiente tabla:

<i>Nivel de riesgo</i>	<i>FWI</i>
<i>Muy bajo</i>	< 5,2
<i>Bajo</i>	5,2 – 11,2
<i>Moderado</i>	11,2 – 21,3
<i>Alto</i>	21,3 – 38,0
<i>Muy Alto</i>	38,0 – 50
<i>Extremo</i>	≥ 50

Tabla 12. Niveles de FWI de riesgo de peligro de incendios.

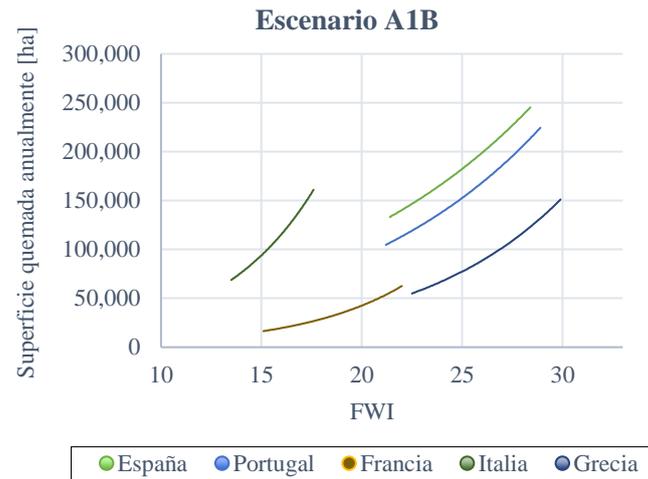


Figura 16. Relación entre el FWI y la superficie forestal quemada en hectáreas.

Elaboración propia a partir de los datos de (Camia, Libertá, & San-Miguel-Ayanz, 2017)

Una vez expuesta la motivación de perseguir esta línea de investigación y sentadas las bases sobre las que fundamentar nuestro análisis, a continuación se procede al estudio del coste asociado a los incendios.

2.2. Coste Asociado: Costes Directos e Indirectos de los Incendios

Como se ha mencionado anteriormente, existe una evidencia clara de que el mayor coste que pueden sufrir las compañías eléctricas es el de asumir la responsabilidad de haber causado un incendio forestal a través de su actividad (Marsh & McLennan Advantage, 2019). En algunos casos, como en el de Pacific Gas and Electric en los incendios de California de 2019 o en el de EDP en los incendios de Portugal de 2017, las empresas eléctricas tuvieron que hacer frente a indemnizaciones millonarias, llegando incluso a caer en la bancarrota.

A raíz de estos eventos, las estimaciones de las pérdidas económicas derivadas de los incendios por los daños a infraestructuras y la interrupción de la actividad económica se han multiplicado por 15 en la última década (Figura 17). Asimismo, aseguradoras globales como Swiss Re advierten de un aumento en el daño asociado a riesgos secundarios (p. ej. incendios) de fenómenos meteorológicos extremos (p. ej. olas de calor), por lo que sugieren una mayor atención a las pérdidas procedentes de los riesgos secundarios en el futuro (Swiss Re Institute, 2019). Por último, otras aseguradoras sostienen que los siniestros de responsabilidad civil por incendios forestales han aumentado en frecuencia y gravedad en los últimos 10 años, y que debido al cambio climático estos se han incrementado en el sur de Europa (AXA, 2021). Entre las principales causas destaca la formación de arcos eléctricos en las líneas de distribución – que finalmente provocan la ignición de la maleza – debido a fallos en los equipos eléctricos o en la ineficiente gestión de la vegetación circundante. Por consiguiente, algunas aseguradoras comienzan a valorar el no asegurar las pérdidas o el subir las primas a las compañías.

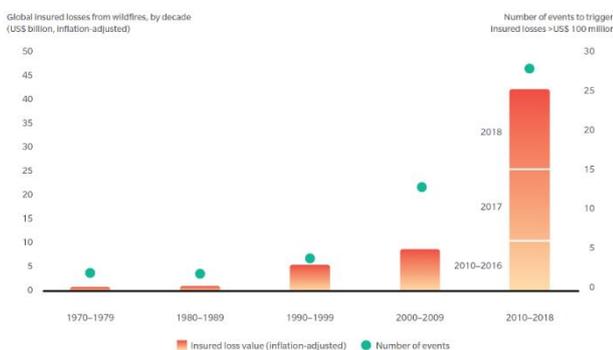


Figura 17. Pérdidas mundiales aseguradas por incendios forestales, por década.

Obtenido de (Marsh & McLennan Advantage, 2019)

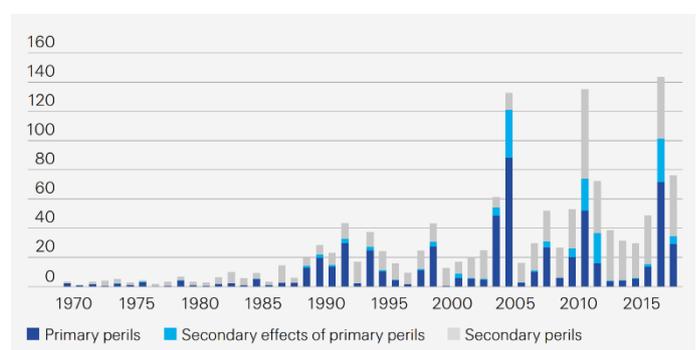


Figura 18. Reparto de los siniestros asegurados por riesgo primario y secundario desde 1970.

Obtenido de (Swiss Re Institute, 2019)

En este contexto, las compañías eléctricas podrían verse abocadas a la compensación económica de los costes derivados de los incendios, los cuales quedan resumidos en la Tabla 14. Para la construcción de esta tabla, se han consultado numerosos informes, entre los que destacan: (AXA, 2021) (Marsh & McLennan Advantage, 2019) (Camia, Libertá, & San-Miguel-Ayán, 2017) (Butry, Fung, Gilbert, Thomas, & Webb, 2017) (WWF, 2014) (Università degli Studi della Tuscia, 2020) (Haltenhoff, 2005). En algunos de ellos se puntualiza que, del total de costes provocados por los incendios, los indirectos pueden llegar a ser considerablemente superiores a los directos.

Tipo de Coste	Subtipo de Coste	Orden de Magnitud ¹²	Valor
	Pérdidas de Recursos Forestales	€€€	3385 ¹³ €/ha
	Cotes de Extinción	€€	
	Costes de Regeneración	€€	3422 ¹⁴ €/ha
Costes Directos	Daños Patrimoniales	€€€	
	Pérdidas de Suministro	€€€	
	Valor Energético de la Biomasa	€€€€	
	Servicios Ecosistémicos	€€€	
Costes Indirectos	Medioambientales (Emisión de CO2, Fijación de CO2)	€€€	
	Salud Pública (asociada a la contaminación atmosférica)	€€€	
	Daño social (asociado a la salud mental)	€€€€	

Tabla 14. Costes asociados a incendios y órdenes de magnitud.

Dada esta situación, las compañías aseguradoras sugieren encarecidamente que las empresas eléctricas incrementen las acciones de mitigación de riesgo de incendios en su infraestructura de red, entre otras (AXA, 2021):

- Procedimientos de gestión de la vegetación específicos para lugares de alto riesgo.
- Programa de sustitución de equipos de alto riesgo.
- Programas para garantizar la robustez de la infraestructura eléctrica.
- Limitaciones de la carga de los postes en zonas de alto riesgo de incendio.

Con todo, la siguiente fase de la metodología nos permitirá analizar cuáles de estos costes podrían afectar a la red de Iberdrola en base a las proyecciones de cambio climático en el territorio de estudio (mostrado en la Figura 5).

¹² (Butry, Fung, Gilbert, Thomas, & Webb, 2017)

¹³ (WWF, 2014)

¹⁴ (Camia, Libertá, & San-Miguel-Ayanz, 2017)

2.3. Cambio Climático: Proyecciones de FWI en España

Al igual que ocurría en el caso de la demanda de refrigeración, en esta etapa de la metodología estudiaremos las proyecciones de incremento de riesgo de incendios para las provincias en las que está desplegada la red de Iberdrola.

Inicialmente, se recurre a los estudios de la Comisión Europea acerca de las estimaciones del FWI para los diferentes países de Europa. Tal y como se puede observar en la Figura 19, las predicciones para la Península Ibérica son especialmente graves:

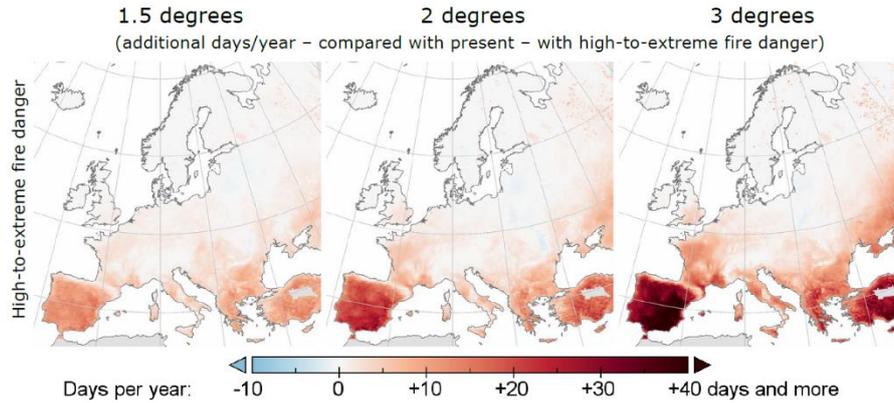


Figura 19. Número de días al año con peligro de incendio de alto a extremo (FWI diario > 30).

Obtenido de (Durrant, Gomes Da Costa, Liberta, De Rigo, & San-Miguel-Ayanz, 2020)

En el caso particular de España, a través de la plataforma Copernicus de la (European Commission) es posible obtener información sobre el número de días al año por provincia en los que el FWI es alto (21,3 – 38) o muy alto (38 – 50), y compararlos con los valores históricos de cada una. Al realizar este ejercicio, se determina que las provincias de Salamanca, Cáceres, Murcia, Toledo, Albacete y Ávila presentan los incrementos más significativos para el FWI más crítico:

	FWI (38 – 50)		
	Valor histórico (1971-2005)	Valor proyectado (2041-2060)	Incremento del n° de días
Salamanca	16	28	12
Toledo	24	40	16
Albacete	23	37	14
Ávila	18	30	12
Cáceres	29	47	18
Murcia	38	51	13

Tabla 15. Proyecciones del número de días con FWI muy alto de las provincias más críticas.

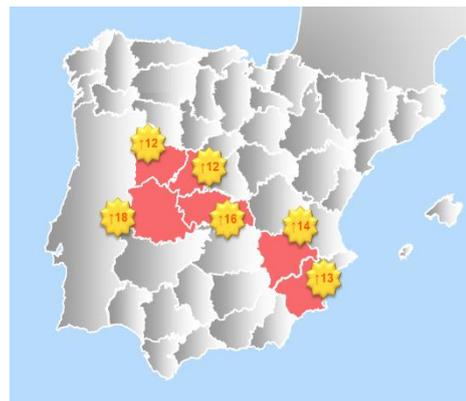


Figura 20. Mapa de las proyecciones de n° de días con FWI muy alto de las provincias más críticas.

Elaboración propia a partir de (European Commission)

En vista de estas proyecciones, se puede concluir que las provincias más afectadas por el riesgo de incendios corresponden a las del centro y sur de la península. No obstante, de cara a realizar la propuesta de inversión y debido a los datos internos con los que opera la compañía, a continuación se muestran los incrementos relativos del número de días con riesgo alto de incendios por región de operación de Iberdrola:

<i>FWI (38 – 50)</i>			
	Valor histórico (1971-2005)	Incremento total del n° de días	Incremento %
Norte	3	6	200%
Oeste	95	78	82,11%
Centro	94	65	69,1%
Este	90	37	41,1%

Tabla 16. Proyecciones del incremento del n° de días con FWI muy alto por región de operación de Iberdrola.



Figura 21. Mapa de las Proyecciones del incremento del n° de días con FWI muy alto por región de operación de Iberdrola.

Elaboración propia a partir de (European Commission)

A partir de estos incrementos porcentuales, se pretende en la siguiente fase plantear una propuesta de inversión que permita minimizar la posibilidad de ocurrencia de incendios forestales debido a la infraestructura eléctrica (todo ello a su vez propiciado por las altas temperaturas derivadas del cambio climático).

2.4. Análisis Coste-Beneficio y Propuesta de Inversión

En esta última fase de la metodología, la primera tarea es calcular el coste en el que incurriría tanto la sociedad como el sistema eléctrico en caso de que un gran incendio tuviera lugar.

Partiendo de los costes de la Tabla 14 encontrados, se puede apreciar que los únicos valores cuantitativos disponibles son los que corresponden a los de pérdidas de recursos forestales y los costes de extinción y regeneración. En total, este coste alcanza un valor aproximado de 6.800 €/hectárea. De acuerdo con el informe de (AXA, 2021), en algunas jurisdicciones la empresa eléctrica debe hacerse cargo de los costes de extinción de incendios forestales y de los daños causados a en los recursos naturales con motivo de una negligencia. Por tanto, combinando ambas informaciones con la estimación de un valor medio de hectáreas quemadas para España de 230.000 en 2070 de (Camia, Libertá, & San-Miguel-Ayanz, 2017) asociado a un FWI de 27,6, la Figura 22 muestra a cuánto ascenderían como mínimo las pérdidas a causa de un incendio forestal:

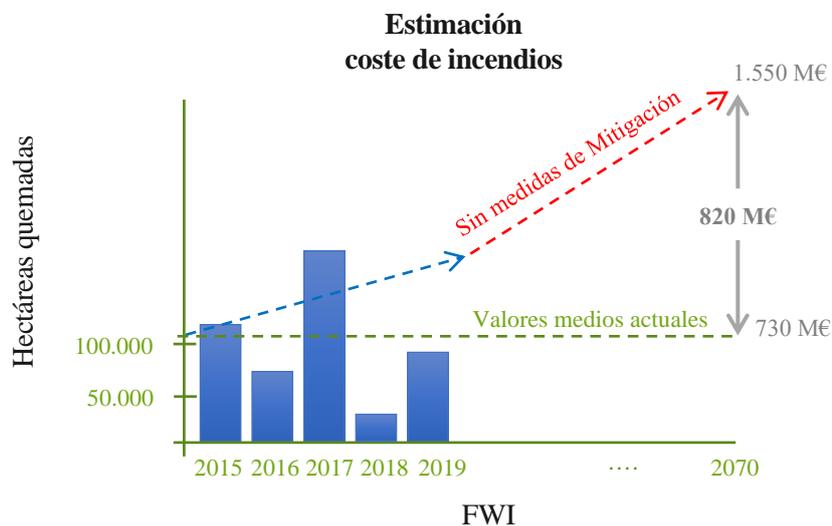


Figura 22. Estimación del coste de incendios en 2070.

Elaboración propia a partir de los datos de (Camia, Libertá, & San-Miguel-Ayanz, 2017) y (Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación, 2019)

Sin embargo, tal y como se ha expuesto en el apartado 2.2., además de estos costes existen otros que suponen pérdidas casi incalculables (costes indirectos de daño social y a la salud pública o medioambientales), por lo que el importe total sería en realidad significativamente superior a 1.550 millones de euros en caso de no aplicar ningún tipo de medidas de mitigación.

Con esta perspectiva, se concluye que la solución más acertada con los datos disponibles es acelerar las inversiones contra incendios dentro de la compañía de manera proporcional al incremento de riesgo analizado (FWI). En el caso de Iberdrola, dado que las acciones internas contra incendios se planifican por región de actividad, se sugiere incrementar las medidas actuales de manera proporcional al aumento previsto de días con riesgo muy alto de FWI por región (Figura 21).

Siguiendo esta línea, la Tabla 17 ilustra a modo de ejemplo cómo se articularía la propuesta de inversión:

		<i>Actuación</i>	<i>Magnitud</i>	<i>Norte</i> 200%	<i>Oeste</i> 82%	<i>Centro</i> 69%	<i>Este</i> 41%
Vegetación		Planes de tala, poda y herbicida	k€				
		Plan de mejora de la Red	ap				
Instalaciones	Líneas	Renovar líneas completas	km				
		Renovar conductores	km				
		Sustitución conductor desnudo BT por trezado en zona arbolado	km				
	CT	CT intemperie por CTIC (compacto)	ud				
	EMP	Eliminar EMP prescindibles	ud				
		Sustituir fusibles ballesta	ud				
Sustituir seccionadores tripolares por OCR		ud					

Tabla 17. Propuesta de inversión por región de actividad de Iberdrola.

Una vez se ha concluido con la aplicación de la metodología y basándonos en la información disponible hoy en día, se han conseguido explorar en profundidad todas las posibilidades para minimizar el impacto del cambio climático en la red de Iberdrola en materia de incendios, llegando finalmente a la proposición de un proyecto concreto como solución.

2.5. Conclusiones y Recomendaciones

En resumen, aunque en España la red esté bien preparada a día de hoy, las consecuencias económicas de los incendios forestales para la empresa podrían ser exorbitantes – y, por ende, también para la sociedad. Los resultados obtenidos tras la aplicación de la metodología demuestran la viabilidad del FWI como indicador para distinguir en qué regiones de operación es necesario aumentar la inversión para mitigar el riesgo de incendios forestales, de forma que puede ayudar a tomar decisiones fundamentadas sobre la planificación de las inversiones en la red de distribución.

Con todo, a continuación se sintetizan algunas ideas que podrían contribuir a mejorar la resolución de las estimaciones, planteando así inversiones más eficientes:

- Concretar las zonas con mayor riesgo de incendios de cada región, de manera que se consiga identificar con mayor precisión los puntos más vulnerables del territorio.
- Cruzar estas estimaciones con los datos del estado de la red en tiempo real, de forma que se puedan asignar las inversiones a las zonas con infraestructura de red más crítica o en peor estado
- Debido a la gran cantidad de bosques y entornos naturales en el área de servicio de Iberdrola, se recomienda contar con herramientas que incluyan el FWI en los procesos de planificación.

Conclusiones

En la actualidad, los efectos del cambio climático comienzan a hacerse notar en la infraestructura de red llegando en algunos casos a afectarla de forma severa. Como se ha ido demostrando a lo largo de este proyecto, las proyecciones climáticas apuntan a un agravamiento de la frecuencia e intensidad de los fenómenos climáticos extremos, por lo que se espera que estos impactos sobre la red vayan también a incrementarse en el futuro cercano.

Para hacer frente a esta situación, el presente trabajo pretende elaborar un marco teórico – una Metodología – que ayude a justificar, proponer y priorizar inversiones en la infraestructura eléctrica para contribuir a una mejor adaptación a los efectos adversos del cambio climático y, por ende, a minimizar sus consecuencias sobre la sociedad y el sistema eléctrico.

Debido a que se trata de un problema a nivel mundial, la metodología planteada aspira a alcanzar un carácter global y general, de manera que resulte fácilmente extrapolable a otras áreas geográficas. Esto es así puesto que cada localización sufre (y sufrirá) unos efectos del cambio climático completamente diferentes a los de otras, y un método común para identificar vulnerabilidades y crear herramientas para justificar inversiones adicionales es de gran utilidad.

1. Conclusiones de la Metodología

La principal aportación de este proyecto reside en el propio desarrollo del marco teórico de la metodología expuesta. Basándonos en el estudio de la técnica no existe, hasta donde se tiene conocimiento, un procedimiento definido y enfocado como el de esta metodología para identificar inversiones en mejora de resiliencia de la infraestructura eléctrica ante el cambio climático. Tras numerosos intentos y planteamientos distintos, se presenta aquí la versión más optimizada de este proceso simplificado en tres fases que, si bien a simple vista se antojan sencillas, en la práctica se comprueba que entrañan ciertas dificultades que expondremos más adelante.

Otra de las grandes ventajas de esta metodología, tal y como se señalado antes, es precisamente su carácter general y simple. Lo que se persigue con esta característica es que se posible aplicarla a cualquier nivel de detalle (a una subestación transformadora o una provincia entera), en cualquier geografía (Europa, Estados Unidos, etc.) y por cualquier compañía eléctrica. Este aspecto adquiere gran valor en el caso de empresas internacionales como Iberdrola, ya que esta metodología común interna puede particularizarse para cada caso concreto con facilidad.

Por último, responde a los nuevos requerimientos de la Unión Europea en tanto que propone un marco para la identificación temprana de puntos débiles en una de las infraestructuras críticas de un país, con objeto de desplegar soluciones innovadoras que garanticen su funcionamiento continuo (Comisión Europea, 2021).

No obstante, conviene asimismo señalar las dificultades afrontadas durante su formulación. En primer lugar, existe una fase de la metodología que ha resultado especialmente compleja de desarrollar con precisión: la evaluación económica del impacto de los fenómenos meteorológicos extremos sobre los activos de red (Fase 1.2). Debido al gran número de efectos derivados de estos eventos y la diversidad de elementos que componen la infraestructura eléctrica, ha supuesto un gran esfuerzo y revisión

bibliográfica el determinar los impactos en cada activo y, en algunos casos, se ha observado una falta de información al respecto. Por ello, se reconoce la existencia de un amplio margen de mejora en la consecución este apartado. En segundo lugar, la incertidumbre que rodea a la evolución del cambio climático también ha implicado la asunción de ciertas hipótesis en algunos casos para poder avanzar en el proyecto.

2. Conclusiones de los Resultados

La deducción más destacada tras la puesta en práctica de la metodología es que la gran utilidad de esta reside en la posibilidad de identificar de forma temprana los puntos vulnerables y necesidades potenciales de la red ante el cambio climático. De esta manera, a pesar de que los resultados obtenidos se deriven en algunos casos de generalizaciones y estimaciones a largo plazo, la metodología ha permitido poner de relieve problemáticas que de otra forma no habrían sido detectadas tan prematuramente. Con todo, una opción para lograr un resultado más concreto y riguroso a partir de esta detección es derivarlo a equipos más especializados en la materia que puedan continuar este análisis (como en el caso de aumento de demanda de refrigeración).

Asimismo, para cada uno de los casos prácticos se ha formulado una propuesta de inversión que, desde nuestro punto de vista, contribuyen a paliar los potenciales efectos de las olas de calor en los activos de red. En cada uno de ellos, se sugiere encarecidamente la incorporación de las variables utilizadas en el estudio (CDD y FWI) en los sistemas y herramientas de planificación de red, pues su viabilidad como indicadores queda demostrada a lo largo del análisis.

3. Recomendaciones para futuros desarrollos

Tras las conclusiones expuestas en los apartados previos y en cada uno de los casos de uso, resulta evidente que la metodología podría beneficiarse de la inclusión de nuevos enfoques y/o líneas de mejora en su definición. A continuación se desarrollan las principales vertientes de investigación sugeridas:

1. Incorporación de variables adicionales en la primera fase de la metodología.
 - a. *Estado de la red.* El coste asociado a un fenómeno meteorológico extremo no depende únicamente de las características de dicho evento sino también del nivel de funcionalidad del activo de red (en función de sus años de antigüedad, del modelo, del desgaste al que se ha visto expuesto, etc.). Este tipo de datos podría estar disponible internamente para los planificadores de red y contribuiría a una selección más precisa de las inversiones a realizar.
 - b. *Variables socioeconómicas.* Podrían ser de utilidad para diferenciar los patrones de demanda de los consumidores y ajustar las curvas de carga de manera acorde.
2. Aplicación de la metodología en otros países. Dada la actividad global de Iberdrola – y de muchas otras compañías eléctricas – podría resultar un ejercicio interesante el comprobar la viabilidad y eficiencia de la metodología en otras áreas geográficas. Se sugiere llevar esto a cabo en una región que presente condiciones y amenazas climatológicas que se diferencien significativamente de las de España (p. ej. el impacto en los postes de electricidad de Avangrid de las grandes tormentas).

3. Modelización de la metodología a través de herramientas de programación y técnicas de machine learning. Añadiendo complejidad al árbol de decisión de la Figura 3, podría ser posible configurar un algoritmo de toma de decisiones que permitiese identificar acciones en la red a corto plazo en función de los riesgos a los que estuviera expuesta. Este planteamiento permitiría identificar el momento y ubicación óptimos de la sustitución y/o la revisión de equipos en función de dos criterios: los costes evitados con la inversión y los costes de la inversión en si (y que también tendrá en cuenta otros parámetros como la edad de los equipos, el riesgo cambiante en el tiempo de la amenaza y el elemento de red, etc.).
4. Evaluación e incorporación del coste para el cliente derivado de los cortes de suministro (VoLL). A pesar de que en los casos de estudio presentados en este proyecto no se ha profundizado finalmente en el cálculo del VoLL, se confiere gran utilidad y valor a este indicador para tener en cuenta el impacto en la sociedad de averías en la infraestructura eléctrica con motivo del cambio climático. De cara a futuros desarrollos, podría resultar interesante la construcción de una herramienta visual (p. ej. un mapa) que permitiera identificar por territorio los puntos en los que las pérdidas económicas asociadas a un apagón fueran más elevadas a partir de los valores del VoLL. Así, al añadir este grado de precisión a la metodología, las propuestas de inversión podrían ser incluso más eficientes y estarían mejor orientadas.

En definitiva, la elaboración y perfeccionamiento de una metodología que contribuya al fortalecimiento de la resiliencia de la infraestructura eléctrica constituye sin duda una gran apuesta y un paso importante en la protección de la sociedad contra el cambio climático.

Bibliografía

- Aalborg Universitet. (2017). *2015 Final Heating and Cooling Demand in Spain*.
- Aalborg Universitet. (2018). *Heat Roadmap Spain. Quantifying the Impact of Low-Carbon Heating and Cooling Roadmaps*. European Union .
- AdapteCCa. (n.d.). *Visor de Escenarios de Cambio Climático*. Retrieved from https://escenarios.adaptecca.es/#&model=eqm-multimodel&variable=tasmax&scenario=rcp85&temporalFilter=YEAR&layers=AREAS&period=MEDIUM_FUTURE&anomaly=RAW_VALUE
- Aebischer, B., Catenazzi, G., & Jakob, M. (2007). *Impact of climate change on thermal comfort, heating and cooling energy demand in Europe*.
- Aerts, J. C., Batista e Silva, F., Bianchi, A., Feyen, L., Forzieria, G., Lavalle, C., . . . Marin Herrera, M. A. (2018). *Escalating impacts of climate extremes on critical infrastructures in Europe*. Elsevier.
- Agarwal, A., Choe, L., Surovek, A., & Varma, A. H. (2011). Fundamental Behavior of Steel Beam-Columns and Columns under Fire Loading: Experimental Evaluation. *Journal of Structural Engineering*.
- Agencia Estatal de Meteorología. (2015). *Manual de Uso de Términos Meteorológicos*.
- Agencia Estatal de Meteorología. (2018, Junio). *Plan Nacional de Predicción y Vigilancia de Fenómenos Meteorológicos Adversos - Umbrales y Niveles de Aviso*. Retrieved from https://www.aemet.es/documentos/es/el tiempo/prediccion/avisos/plan_meteoalerta/plan_meteoalerta.pdf
- Agencia Estatal de Meteorología. (2019). *Análisis de la ola de calor de junio de 2019 en un contexto de crisis climática*.
- Agency for the Cooperation of Energy Regulations. (2018). *Study on the Estimation of the Value of Lost Load of Electricity Supply in Europe*.
- Alfieri, L., Feyen, L., Karagiannis, G. M., Krausmann, E., & Turksezer, Z. I. (2019). *Climate Change and Critical Infrastructure - Floods*.
- Asociación de Fabricantes de Equipos de Climatización. (n.d.). *Datos históricos de mercado*. Retrieved from <https://www.afec.es/es/mercado-2019>
- Auffhammer, M., Levermann, A., & Wenz, L. (2017). *North-south polarization of European electricity consumption under future warming*.
- AXA. (2021). *Iberdrola Wildfire Liability Discussion*.
- Boehlert, B., Fant, C., Gulati, S., Larsen, P., Li, Y., Martinich, J., . . . White, A. (2020). Climate change impacts and costs to U.S. electricity transmission and distribution infrastructure.
- Boletín Oficial del Estado . (2021). *Reglamento electrotécnico para baja tensión e ITC*. Madrid.
- Butry, D., Fung, J., Gilbert, S., Thomas, D., & Webb, D. (2017). *The Costs and Losses of Wildfires - A Literature Review*.

- Camia, A., Libertá, G., & San-Miguel-Ayanz, J. (2017). Modeling the impacts of climate change on forest fire danger in Europe. *JRC Technical Reports*.
- Chondrogiannis, S., Marios Karagiannis, G., Krausmann, E., & Turksezer, Z. I. (2017). *Power grid recovery after natural hazard impact*.
- CIGRE. (2021). *Operating strategies and preparedness for system operational resilience*.
- Coles, G., Dagle, J., Yao, J., Glantz, C., Gourisetti, S., Millard, W., . . . Veeramany, A. (2015). *Framework for Modeling HighImpact, Low-Frequency Power-Grid Events to Support Risk-Informed decisions*.
- Comisión Europea. (2021). *European infrastructures and their autonomy safeguarded against systemic risks*. Retrieved from <https://ec.europa.eu/info/funding-tenders/opportunities/portal/screen/opportunities/topic-details/horizon-cl3-2021-infra-01-01;callCode=HORIZON-CL3-2021-INFRA-01;freeTextSearchKeyword=;matchWholeText=true;typeCodes=1;statusCodes=31094501,31094502,31094503>
- Consolidated Edison Company. (2021). *Climate Change Resilience and Adaptation*.
- Domínguez-García, J. L., Martínez-Gomariz, E., Pardo, M., Russo, B., Sánchez-Muñoz, Daniel, & Stevens, J. (2020). Electrical Grid Risk Assessment Against Flooding in Barcelona and Bristol Cities.
- Durrant, T., Gomes Da Costa, H., Liberta, G., De Rigo, D., & San-Miguel-Ayanz, J. (2020). *JRC PESETA IV (Task 9): European wildfire danger and vulnerability under a changing climate: towards integrating risk dimensions*. European Commission .
- Electric Power Research Institute. (2021). *Program on Technology Innovation: Identifying the Gaps and Challenges of Resilience Valuation*.
- Espinoza, S., Panteli, M., Mancarella, P., & Rudnick, H. (2016). *Multi-phase assessment and adaptation of power systems resilience to natural hazards*. Elsevier.
- European Commission - Copernicus Observation Programme. (n.d.). *Climate Data Store*. Retrieved from <https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/home>
- European Commission . (n.d.). *Fire danger indicators for Europe from 1970 to 2098 derived from climate projections*. Retrieved from <https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/software/app-tourism-fire-danger-indicators-projections?tab=app>
- European Commission . (n.d.). *The number of heat wave days for European countries derived from climate projections*. Retrieved from Copernicus: <https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/software/app-health-heat-waves-projections?tab=app>
- European Commission. (2020). *JRC PESETA IV final report: Climate Change impacts and adaptation in Europe*. doi:10.2760/171121
- European Environment Agency. (2017). *Climate change, impacts and vulnerability in Europe 2016*. doi:10.2800/534806
- European Environment Agency. (2019). *Adaptation challenges and opportunities for the European energy system*. doi:10.2800/227321

- Factor CO2. (2018). *Estrategia de adaptación del cambio climático en Iberdrola - Guía para el análisis de riesgo climático a nivel nacional*.
- Federal Emergency Management Agency. (n.d.). *Multi-hazard Loss Estimation Methodology - Flood Model*.
- Gao, X., Schlosser, C., & Morgan, E. (2017). Application of the Analogue Method to Modeling Heat Waves A Case Study With Power Transformers. *MIT Joint Program on the Science and Policy of Global Change*.
- Garrido-Perez, J. M., Barriopedro, D., García-Herrera, R., & Ordóñez, C. (2021). Impact of climate change on Spanish electricity demand.
- Haltenhoff, H. (2005). *Manual de Efectos del Fuego y Evaluación de Daños*.
- Hezelburcht. (2021). *Horizon Europe | Civil Security for Society*. Retrieved from <https://www.hezelburcht.com/en/grants/horizon-europe-civil-security-for-society/>
- i-DE Grupo Iberdrola. (n.d.). *Principales Magnitudes*. Retrieved from <https://www.i-de.es/i-de-grupo-iberdrola/conocenos/principales-magnitudes>
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. (2014). *Frecuencias horarias de repetición en temperatura. Intervalo 24 horas*.
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. (2018). *Informe sintético de indicadores de eficiencia energética en España*. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.
- Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía. (2011). *Análisis del consumo energético del sector residencial en España*.
- Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía. (2011). *Consumos del sector residencial en España. Resumen de Información Básica*. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.
- Intergovernmental Panel on Climate Change . (2014). *Climate Change: Synthesis Report*.
- International Energy Agency. (2018). *The Future of Cooling. Opportunities for energy-efficient air conditioning*.
- Karagiannis, G. M., Cardarilli, M., Turksezer, Z. I., Spinoni, J., Mentasch, L., Feyen, L., & Krausmann, E. (2019). Climate Change and Critical Infrastructure - Storms. *JRC Technical Reports*.
- Lawson, B., & Armitage, O. (2008). *Weather Guide for the Canadian Forest Fire Danger Rating System*.
- Li, X., Mazur, R., Allen, D., & Swatek, D. (2005). Specifying transformer winter and summer peak-load limits. *IEEE Transactions on Power Delivery*.
- Linares, P., & Rey, L. (2012). *The costs of electricity interruptions in Spain. Are we sending the right signals?*
- Mancarella, P., & Panteli, M. (2015). *Modelling and Evaluating the Resilience of the Critical Electrical Power Infrastructure to Extreme Weather Events*.
- Marsh & McLennan Advantage. (2019). *The Burning Issue - Managing Wildfire Risk*.
- Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación. (2019). *Los incendios Forestales en España: Decenio 2006-2015*.

- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2017). *AdapteCCa - Visor de Escenarios de Cambio Climático*. Retrieved from https://escenarios.adaptecca.es/#&model=EURO-CORDEX-EQM.average&variable=tasmax&scenario=rcp85&temporalFilter=year&layers=AREAS&period=MEDIUM_FUTURE&anomaly=RAW_VALUE
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2020). *Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático 2021-2030*.
- Mourshed, M. (2012). Relationship between annual mean temperature and degree-days.
- Oak Ridge National Laboratory. (2019). *Extreme Weather and Climate Vulnerabilities of the Electric Grid: A Summary of Environmental Sensitivity Quantification Methods*.
- Ortiz Beviá, M. ..., Sánchez-López, G., Alvarez-García, F., & Ruiz de Elvira, A. (2012). Evolution of heating and cooling degree-days in Spain: Trends and interannual variability.
- Panteli, M., Pickering, C., Wilkinson, S., Dawson, R., & Mancarella, P. (2016). *Power System Resilience to Extreme Weather - Fragility Modeling, Probabilistic Impact Assessment, and Adaptation Measures*.
- Red Eléctrica de España. (n.d.). *Cómo consumimos electricidad*. Retrieved from https://www.ree.es/sites/default/files/interactivos/como_consumimos_electricidad/como-se-consume-en-nuestro-pais.html
- Red Eléctrica España. (1998). *Proyecto INDEL - Atlas de la demanda eléctrica española*.
- Sathaye, J., Dale, L., Larsen, P., Fitts, G., Koy, K., Lewis, S., & Lucena, A. (2011). *Estimating risk to California energy infrastructure from projected climate change*.
- Smith, S. T. (2014). The Performance of Distribution Utility Poles in Wildland Fire Hazard Areas. *North American Wood Pole Council - Technical Bulletin*.
- Swiss Re Institute. (2019). *Natural catastrophes and man-made disasters in 2018: "secondary" perils on the frontline*.
- The Global Goals. (2021). *Goal 11: Sustainable Cities and Communities*. Retrieved from <https://www.globalgoals.org/11-sustainable-cities-and-communities>
- The Global Goals. (2021). *Goal 13: Climate Action*. Retrieved from <https://www.globalgoals.org/13-climate-action>
- The Global Goals. (2021). *Goal 9: Industry, Innovation and Infrastructure*. Retrieved from <https://www.globalgoals.org/9-industry-innovation-and-infrastructure>
- U.S. Energy Information Administration . (n.d.). *Degree Days*. Retrieved from <https://www.eia.gov/energyexplained/units-and-calculators/degree-days.php>
- Università degli Studi della Tuscia. (2020). *Prevention Action Increases Large Fire Response Preparedness. Report on wildfire suppression cost analysis*.
- WWF. (2014). *Los bosques después del fuego. Análisis de WWF sobre la necesidad de restaurar para reducir la vulnerabilidad de los bosques*.

Anexo I - Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)

A continuación, se profundiza en la explicación de los principales Objetivos de Desarrollo Sostenible que a través de este proyecto se pretenden alcanzar y de qué manera se contribuirá a los mismos:

Objetivo 9.1: Desarrollar infraestructuras sostenibles, resilientes e inclusivas¹⁵

Sin lugar a duda, el presente proyecto se encuentra profundamente ligado y alineado con lo que plantea la Agenda 2030 en lo relativo al sector industrial. Este ODS persigue la modernización de la industria nacional y la inversión en infraestructura para garantizar su resiliencia, sostenibilidad y calidad. Asimismo, se aspira a mejorar el nivel de eficiencia energética de infraestructura y equipos a través de proyectos innovadores y de I+D.

A través de nuestra propuesta, se trata de identificar de qué manera podría afectar el cambio climático a la infraestructura, de modo que las autoridades competentes sean capaces no solo de mejorar la ya existente con las medidas oportunas sino también construir nuevos activos teniendo en cuenta estas nuevas consideraciones.

Objetivo 11.5: Reducir los efectos adversos de los desastres naturales¹⁶

Bajo la suposición de este proyecto y la bibliografía consultada, podría producirse un empeoramiento significativo del clima en un futuro cercano motivado por el cambio climático, esto es, un aumento en la intensidad, duración y/o frecuencia de fenómenos meteorológicos extremos.

Por esta razón, nuestra propuesta tiene como fin último identificar con la mayor precisión posible los puntos más vulnerables de la red eléctrica y de los activos que la componen ante adversidades asociadas al cambio climático, de manera que se puedan realizar inversiones con el tiempo suficiente para garantizar la resiliencia y adecuada respuesta de dichos puntos. De esta manera, se busca reducir el impacto en la sociedad y las posibles pérdidas económicas que de estos fenómenos se puedan derivar a través de la protección y preparación de nuestra infraestructura.

Objetivo 13.1: Reforzar la resiliencia y la capacidad de adaptación a las catástrofes relacionadas con el clima¹⁷

Objetivo 13.3: Crear conocimientos y capacidad para hacer frente al cambio climático

Por último, el desarrollo de una metodología que permita justificar, seleccionar y priorizar inversiones en materia de resiliencia de la infraestructura crítica nacional cobra especial importancia en la Agenda para el Desarrollo Sostenible 2030. Ante peligros

¹⁵ (Goal 9: Industry, Innovation and Infrastructure, 2021)

¹⁶ (Goal 11: Sustainable Cities and Communities, 2021)

¹⁷ (Goal 13: Climate Action, 2021)

climatológicos venideros, es imperativo reforzar la capacidad de reacción de nuestros activos, y para ello el análisis que aquí proponemos puede ser de gran utilidad.

Por otro lado, el mero hecho de que este tipo de metodologías se empiecen a plantear y aplicar en el seno de las empresas eléctricas contribuye a la concienciación de la sociedad frente a este problema, señalándolo directamente como una cuestión real.

Anexo II – Diagrama de Gantt



