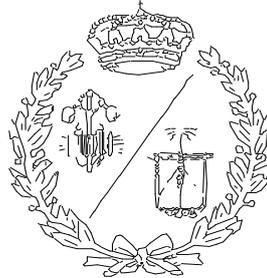


**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS
INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN**

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Proyecto Fin de Máster

**Evaluación Económica de los Impactos por
Efecto del Cambio Climático en las
infraestructuras peninsulares de Red
Eléctrica de España**

**(Economic Evaluation of the Impacts of Climate
Change on the peninsular infrastructures of
Red Eléctrica de España)**

Para acceder al Título de

**MÁSTER UNIVERSITARIO EN
INGENIERIA INDUSTRIAL**

Autor: Manuel Sánchez Morillo

Septiembre – 2023

Proyecto Fin de Máster
Máster en Ingeniería Industrial

Evaluación Económica de los Impactos por Efecto del Cambio Climático en las infraestructuras peninsulares de Red Eléctrica de España

Autor:

Manuel Sánchez Morillo

Tutor:

Pedro Díaz Simal

Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales y de Telecomunicaciones

Universidad de Cantabria

Santander, 2023

Proyecto Fin de Máster: Evaluación Económica de los Impactos por Efecto del Cambio
Climático en las infraestructuras peninsulares de Red Eléctrica de España

Autor: Manuel Sánchez Morillo

Tutor: Pedro Díaz Simal

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario/a:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Santander, 2023

Resumen

Presentamos una recopilación de los impactos y riesgos del cambio climático esperados en España para las próximas décadas y una primera estimación de los impactos económicos en la red de transporte eléctrico que tendrá que suponer Red Eléctrica de España para mitigarlos. Para ello, se ha analizado la normativa técnica de obligado cumplimiento para subestaciones y redes eléctricas de transporte, además de las distintas leyes que regulan el funcionamiento y retribución del gestor y operador de la red de transporte en régimen de monopolio. Los resultados obtenidos nos permiten hacer una primera estimación de una reducción de más del 10% de beneficios de Redeia respecto a 2022 por impactos del cambio climático en las instalaciones de la península, asumiendo un crecimiento ideal sostenido como ha ido realizando los últimos años. Se han identificado zonas de la red de transporte peninsular a las que se tendrá que hacer un seguimiento profundo debido a posibles errores por altas temperaturas.

Abstract

We present a compilation of the impacts and risks of climate change expected in Spain in the coming decades and a first estimate of the economic impacts on the electricity transmission grid that Red Eléctrica de España will have to assume to mitigate them. For this purpose, we have analyzed the mandatory technical regulations for substations and transmission grids, as well as the different laws that regulate the operation and remuneration of the manager and operator of the transmission grid under a monopoly regime. The results obtained allow us to make an initial estimate of a reduction of more than 10% in Redeia's profits concerning 2022 due to the impact of climate change on the facilities on the peninsula, assuming ideal sustained growth as has been the case in recent years. Areas of the peninsular transmission network have been identified which will have to be monitored in depth due to possible errors caused by high temperatures.

Índice

1	Introducción.....	15
2	Cambio climático en España.	19
2.1	Datos existentes.	19
2.1.1	Incremento de las temperaturas.	19
2.1.2	Alargamiento de los veranos.....	21
2.1.3	Aumento de las noches tórridas.	21
2.1.4	Incremento del número de días de ola de calor.....	22
2.1.5	Disminución de las precipitaciones.	22
2.1.6	Disminución de los caudales medios de los ríos.....	22
2.1.7	Expansión del clima de tipo semiárido.	22
2.1.8	Aumento de la temperatura del agua marina.	22
2.1.9	Ascenso del nivel medio del mar.	23
2.1.10	Acidificación de las aguas marinas.....	23
2.2	Escenarios proyectados.....	23
2.2.1	Aumento de las temperaturas máximas y mínimas.....	24
2.2.2	Mayor número de días cálidos.	24
2.2.3	Aumento en la duración de las olas de calor.....	24
2.2.4	Disminución moderada de las precipitaciones.....	25
2.2.5	Ligera disminución de la nubosidad.	25
2.2.6	Sin cambios en los vientos extremos.	25
2.2.7	Ascenso del nivel medio del mar.	25
2.2.8	Aumento de la temperatura del agua del mar.	26
2.2.9	Aumento de la evapotranspiración potencial.....	26
2.2.10	Disminución de los caudales medios de los ríos:.....	26
2.2.11	Disminución de la recarga de los acuíferos.	26
2.2.12	Incremento de las sequías.	27
2.2.13	Lluvias torrenciales e inundaciones.	27
2.3	Impactos y riesgos.	27
2.3.1	Disminución de los recursos hídricos.	27
2.3.2	Impactos sobre la fauna y la flora y otros elementos del patrimonio natural.	27
2.3.3	Expansión de especies exóticas invasoras.	28
2.3.4	Aumento del peligro de incendios	28
2.3.5	Aumento del riesgo de desertificación.....	28
2.3.6	Impactos sobre la salud humana	28

2.3.7	Impactos sobre el sector agrario	29
2.3.8	Impactos sobre el turismo	29
2.3.9	Pérdida de recursos costeros	30
2.3.10	Cambios en la producción y consumo de energía.....	30
2.3.11	Pérdida de operatividad en las infraestructuras de transporte.....	30
2.4	Valoración económica.	30
3	El sistema energético español.....	33
3.1	Diversificación y autonomía.....	33
3.2	El agua como recurso energético.....	34
3.3	Energía eólica y solar.....	36
3.3.1	Efectos en la producción eléctrica eólica.....	36
3.3.2	Efectos en la producción eléctrica fotovoltaica.	38
3.3.3	Costes de la energía en escenarios de generación 100% renovables.	39
4	Red Eléctrica de España.	41
4.1	Escenarios en el plan de desarrollo de la Red de Transporte (2021-2026).....	41
4.1.1	Generación.....	43
4.1.2	Demanda.....	45
4.2	Activos.....	47
4.3	Legalidad vigente.	50
4.3.1	Instrucciones Técnicas Complementarias de Líneas de Alta Tensión (ITC-LAT).	50
4.3.2	Instrucciones Técnicas Complementarias de Instalaciones de Alta Tensión (ITC-RAT).	53
4.3.3	Procedimientos de operación.....	55
4.3.4	Metodología de Cálculo de los Cargos del Sistema Eléctrico	56
4.3.5	Metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica.....	58
4.4	Riesgos considerados por REE.....	61
4.5	Resultados y cuentas.....	65
5	Modelado de los riesgos económicos.....	69
5.1	Revisión de datos climáticos.....	69
5.1.1	Número de días cálidos por provincia.....	69
5.1.2	Temperatura máxima extrema por provincia.....	70
5.1.3	Percentil 95 de la temperatura máxima diaria por provincia.....	71

5.1.4	Incendios forestales.....	72
5.2	Metodología.....	74
5.2.1	Datos de la red de transporte.....	74
5.2.2	Metodología y suposiciones aplicadas.....	75
6	Resultados.	80
7	Conclusiones.	85
8	Referencia bibliográfica.	88
9	Anexos de cálculo.....	91
9.1	Evolución desde 2017 a 2022 red de transporte.	91
9.2	Cálculos de evolución por instalación en 5 años.	92
9.3	Cálculos climáticos por provincia.	93
9.4	Cálculos de resultados.	94

Índice de Tablas

Tabla 1: Impactos potenciales del cambio climático en el sistema energético y posibles medidas adaptativas.....	35
Tabla 2: Rendimiento de una granja eólica, pérdidas esperadas y CO2 generado para cubrir la demanda según distintos escenarios de incremento de temperatura.	37
Tabla 3: Potencia instalada por tecnologías en el escenario de estudio 2026. Península.....	43
Tabla 4: Balance de generación por tecnologías escenario de estudio 2026. Península	44
Tabla 5: Saldos de los intercambios.....	45
Tabla 6: Escenarios de evolución de la variación anual del PIB (%).	46
Tabla 7: Red de transporte por Comunidades Autónomas (2022).....	48
Tabla 8: Red de transporte peninsular y no peninsular (2022).	49
Tabla 9: Riesgos climáticos considerados en las líneas de 220 kv y 400 kv de REE.	51
Tabla 10: Riesgos climáticos considerados en las posiciones de 220 kv y 400 kv de REE.	53
Tabla 11: Resumen de Instalaciones tipo y valores unitarios de referencia de inversión por elemento de inmovilizado para instalaciones de transporte de energía eléctrica ubicadas en el territorio peninsular.	59
Tabla 12: Valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento para instalaciones de transporte de energía eléctrica ubicadas en el territorio peninsular.	60
Tabla 13: Total retribución de la red de transporte año 2019.....	61
Tabla 14: Riesgos físicos y de transición provocados por el cambio climático en REE.....	64
Tabla 15: Resultados de Redeia para el segmento de Gestión y operación de infraestructuras eléctricas (Nacional).	65
Tabla 16: Activos de Redeia.	66
Tabla 17: Inmovilizado material Redeia.	67
Tabla 18: Indicadores clave de resultados volumen de negocios, OpEx y CapEx Redeia 2022.....	68
Tabla 19: Provincias que sufren mayor y menor impacto en la capacidad de transformación por periodo en RCP 4.5.	81
Tabla 20: Provincias que sufren mayor y menor impacto en la capacidad de transformación por periodo en RCP 8.5.	81
Tabla 21: Porcentaje de los elementos de la red de transporte afectados por el cambio climático en cada periodo de cálculo.	82
Tabla 22: Valor de CapEx invertido, Ingresos y Beneficios totales de un periodo completo.....	83
Tabla 23: Incrementos respecto al escenario ideal.	83
Tabla 24: % reducción de beneficios respecto a los resultados de 2022 Redeia por impactos climáticos.	84

Índice de Figuras

Figura 1: Cambio de temperatura [°C] en España respecto a la media de 1971-2000.	20
Figura 2: Cambio de temperatura [°C] mundial respecto a la media de 1971-2000.....	20
Figura 3: Evolución del número anual de noches tórridas desde 1984 en las 10 capitales españolas más pobladas.	21
Figura 4: Pérdida de bienestar (% del PIB) debido a impactos climáticos considerados, excluyendo la mortalidad humana, en niveles de calentamiento para la UE y el Reino Unido, y para macro regiones.	31
Figura 5: Rendimiento fotovoltaico con el progreso de distintos escenarios de Calentamiento Global.	38
Figura 6: Marco de la planificación de la red de transporte.	41
Figura 7: Capacidad de intercambio para 2026.....	42
Figura 8: Potencia de generación renovable en 2019 y 2026.....	44
Figura 9: Intercambios internacionales y con sistemas no peninsulares 2026.	45
Figura 10: Escenarios de evolución de demanda (en b.c.). Nacional (TWh).....	46
Figura 11: Valores de demanda anual en b.c. y valores de punta en el horizonte 2026 en los diferentes sistemas eléctricos nacionales.	47
Figura 12: Tabla resumen de los criterios de seguridad frente a contingencia.	55
Figura 13: Capacidad de transporte en función de la temperatura ambiente (MVA).....	56
Figura 14: Procedimiento de gestión y control integral.	62
Figura 15: Distribución de riesgos.	63
Figura 16: Nº días cálidos de 0 a 140 días para todo el año. Periodos futuro cercano y lejano (media 30 años). Izquierda RCP 4.5 y derecha RCP 8.5.....	70
Figura 17: Temperatura máxima extrema de 37 °C a 50 °C para todo el año. Periodos futuro cercano y lejano (media 30 años). Izquierda RCP 4.5 y derecha RCP 8.5.....	71
Figura 18: Percentil 95 de la temperatura máxima diaria de 30 °C a 45 °C para todo el año. Periodos futuro cercano y lejano (media 30 años). Izquierda RCP 4.5 y derecha RCP 8.5.....	72
Figura 19: Número de incendios en España en el último siglo y área quemada.	73
Figura 20: Porcentaje de días de la estación de incendios que exceden el valor medio actual (FOT30) y días de duración de la estación de incendios (LOFS).	73
Figura 21: Ubicación aproximada de 3 zonas geográficas según grado de impacto de las variables estudiadas.	80

1 Introducción.

Dar a un interruptor de nuestra casa y que se encienda la luz es algo que consideramos corriente y cotidiano. Cargar nuestro móvil durante la noche sin dudas de que a la mañana siguiente este estará perfectamente cargado para un nuevo día. Poder poner en funcionamiento varios electrodomésticos al mismo tiempo no es tampoco un problema si ha contratado una potencia fija suficiente. Actividades que asumen siempre un voltaje de 220 voltios, 50 hercios en nuestros enchufes y una, a priori, potencia ilimitada disponible siempre que estemos dispuestos a pagarla. La electricidad se ha convertido en un bien de uso común, hasta el punto de que hoy en día políticamente se empieza a considerar su suministro a los clientes como un derecho, como un servicio a proteger.

Sin embargo, el que exista una corriente eléctrica necesita de una diferencia de voltaje entre dos puntos de una red conductora, en el que al principio están los generados y al final los consumidores. Además, esta corriente no puede tener unos parámetros eléctricos aleatorios, tiene que ajustarse perfectamente a las necesidades de los productos conectados a la corriente al final de esta para que no ocurran fallos. Para ello, es necesario que la potencia inyectada a la red sea siempre aproximadamente igual a la demanda instantánea. El error de que esta diferencia se salga de control puede llegar a millones de pérdidas y clientes descontentos. Hay que sumar que existe una multitud de empresas generadoras por todo el territorio español e internacional de energía eléctrica con intención de obtener beneficios y otra multitud más grande de personas con distintas necesidades eléctricas a lo largo del día. Esto implica un caos inevitable si no se gestiona.

El actor que hace este trabajo se llama Red Eléctrica de España, SA. (REE), filial de Redeia Corporación SA. Esta empresa, aunque solo puede parecer otra más dentro del sector eléctrico de nuestro país, es esencial para que exista el mismo sector. Tal es la importancia estratégica de esta empresa y de la actividad de esta que, legalmente, se le ha dado el poder de operar como monopolio regulado de dos subsectores económicos eléctricos. El primero, el de operación del sistema eléctrico, le da las competencias suficientes como para determinar en todo momento las necesidades de generación para una determinada demanda y seleccionar como se debe de coordinar la producción en todo el territorio español. El segundo sector, sobre el que irá este trabajo, es el de mantener y aumentar una red eléctrica de transporte de alta tensión (principalmente 400 kV y 220 kV) por todo el territorio peninsular e insular español.

La actividad de REE en el sector de transporte eléctrico es tan importante debido a un fenómeno físico eléctrico: el límite térmico de los conductores de las líneas. Este límite de las líneas impide aumentar la corriente eléctrica que fluye a través de un determinado cable sobre un determinado valor y, con ello, se limita la energía posible a ser transportada por ellas. En caso de que se supere la corriente admisible del cable, pueden suceder eventos tan graves como un incendio y

destrucción del conductor. Que la red de transporte pueda fallar o tener fallos graves obliga a que esta actividad esté profundamente regulada por el estado y se le impida al gestor de la red de transporte operar por encima o por debajo de unos determinados valores.

Si esta actividad no se asegurase, que existiesen grandes generadores eléctricos a mucha distancia de los centros de consumo no sería viable. Por ello y debido a la diversidad de potencias generadas y distancias entre generadores y consumidores, REE se dedica a asegurar que los conductores siempre se mantienen por debajo de sus límites admisibles y, en caso de que sea necesario, transportar en el futuro más energía por una determinada línea, se preocupa en invertir en nueva infraestructura que haga posible aumentar este límite. El análisis de las necesidades de la red se estudia cada 5 años junto a los reguladores competentes del gobierno del estado y se plasma en una planificación quinquenal (Planificación eléctrica 2021 -2026) en el que se dictan las próximas inversiones y mantenimientos necesarios de los que debe ocuparse REE.

Este valioso trabajo se recompensa con una retribución regulada también por el estado y se le asigna unos ingresos siempre superiores a los gastos de inversión y mantenimiento de la red, siempre que hayan sido realizados tal y como la ley lo indica. Tal es el valor de REE que esta forma parte del índice Ibex 35, siendo parte de las 35 empresas con mayor liquidez que cotizan en bolsa. Las 104.611 acciones de REE, cuyo 20% son de propiedad pública, recibieron en 2022 un dividendo por acción de 1€, una rentabilidad de aproximadamente el 6%. Esta rentabilidad relativamente estable cada año supone un nicho valioso de inversión de bajo riesgo y facilita mantener en crecimiento la estructura estratégica de transporte del país.

Aun así, nada se mantiene siempre igual y todos hemos escuchado de un problema que se ve cada vez más por encima de nosotros: el cambio climático. Este cambio previsto de las variables principales climáticas como puede ser el aumento de las temperaturas, cambio de las precipitaciones o de las velocidades del viento ponen sobre la mesa varias dudas: ¿Cómo de robusto es el sistema eléctrico de transporte español ante los cambios previstos?, ¿Cómo afectarán estos cambios a las líneas y subestaciones que existen a lo largo de la península?, y, principalmente, ¿Cuánto puede llegar a suponerle económicamente a REE?

A partir de las previsiones climáticas para los próximos años, legislación actual y la información que hace pública REE, este trabajo hace una recolección de información disponible y propone una metodología, a partir de la revisión realizada, para estimar estos impactos del cambio climático en la red de transporte gestionada por REE y en sus posibles cuentas de resultado de los próximos años. Para llegar a ello es necesario establecer y definir correctamente todas las implicaciones del cambio climático. Con este objetivo se estudia el Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático (PNACC) 2021-2030, Plan estatal en el que multitud de investigadores españoles han participado y establecido las características climáticas a las que se enfrentará el país las décadas

venideras. Esta revisión permite hacer una selección de las principales variables a tener en cuenta porque puedan relacionarse de alguna manera con el funcionamiento de las redes de transporte. También se presentan una serie de estudios generales por países que han intentado valorar las repercusiones económicas de estos cambios.

Habiendo realizado esta investigación climática anterior, después se realiza una recopilación de los impactos directos que los investigadores y el gobierno español esperan que sufra el sector energético español en concreto. Se hace un análisis histórico de las fuerzas y debilidad del sector y como variarían los recursos eléctricos del país. También es interesante, debido a la transición planeada de 100% generación renovable, estudiar el comportamiento de este tipo de generación y consumo según el cambio climático. Se busca con ello entender cuánto impacto puede llegar a suponer en este tipo de generación el cambio climático y cuánto puede suponer al precio de la energía en los próximos años.

Con toda la bibliografía posible consultada es crucial el estudio de REE como empresa, aparte de las cuentas anuales que puedan llegar a presentar, que también serán utilizadas para las estimaciones de este trabajo. Se estudia cuáles son los planes de desarrollo de la red de transporte para los próximos años y sus tendencias de crecimiento de demanda y generación, junto con el estudio de los sets de datos sobre los activos de REE en la península. Después de esto, para entender legalmente como opera REE en su sector, se estudia toda la normativa referente a la gestión de la red de transporte y a su retribución pertinente financiada por generadores y consumidores. Además, se presta atención a los riesgos climáticos ya considerados por REE para tenerlos en cuenta y valorarlos en el trabajo realizado.

Con todos los datos indicados y con falta de aún muchos más, debido a confidencialidad de ciertos sets de datos de Redeia y cálculos gubernamentales, se ve necesario aplicar una serie de suposiciones para definir una metodología de valoración de los impactos climáticos. Con todo ello, se llegan a unos resultados de pérdidas de beneficios plausibles que superan el 10% de los resultados de Redeia para 2022.

En resumen, el trabajo realizado pretende responder estos objetivos:

1. Establecer escenarios climáticos y sus consecuencias a corto, medio y largo plazo:

Los agentes mundiales responsables de las emisiones de gases de efecto invernadero tienen en su mano mantener las emisiones como han ido ocurriendo los últimos años o realizar acciones de reducción de emisión hasta la neutralidad de carbono. Teniendo en cuenta qué camino se tome, se pretende establecer que distintos escenarios han tenido en cuenta los investigadores climáticos referentes y qué predicciones han realizado para el territorio peninsular español. Se busca además comprobar los cambios predichos para tres horizontes de tiempo distintos y compararlos.

2. Evaluar el riesgo de fallo por el cambio climático en el transporte eléctrico:

Comprobar que provincias serán las más y menos afectadas de la red de transporte según como de rápido cambien sus variables climáticas en los próximos años. Para ello, se quiere comprender la estructura de transporte eléctrico del país a nivel técnico legal y saber localizar las infraestructuras de transporte eléctrico a lo largo de la península. Se utilizarán los escenarios climáticos anteriormente planteados.

3. Valorar como afectará financieramente a REE el cambio climático en la península:

Se quiere analizar si REE, monopolio privado del sector de transporte eléctrico, podrá seguir realizando su actividad recibiendo beneficios por ello o puede llegar a entrar en pérdidas ante los impactos del cambio climático en la península. A partir de los resultados que se estimen con la información recopilada, se pretende cuantificar como de grave será este efecto climático en la empresa. En caso de impacto negativo, se quiere analizar en que horizonte de tiempo serán más graves.

Para desarrollar estos objetivos, el documento se estructura como sigue:

En el capítulo 2, revisaremos la literatura existente que se haya centrado en el cambio climático en España y sus consecuencias físicas y económicas. Después, en el capítulo 3 analizamos los distintos impactos concretos en el sector energético y su futuro 100% renovable. Tras ello, en el capítulo 4, se hace una descripción completa de REE como monopolio regulado y empresa. En el capítulo 5 se propone una metodología y suposiciones a aplicar para realizar el modelado económico de los impactos climáticos. Tras los cálculos, en el capítulo 6, se comentarán y discutirán los resultados. Al final, en el capítulo 7, se comentarán como se relacionan los resultados obtenidos con los objetivos iniciales planteados y otras posibles futuras investigaciones propuestas.

2 Cambio climático en España.

El Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático (PNACC) 2021-2030, publicado por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) en el año 2020, se establece como el principal instrumento de planificación destinado a fomentar una acción articulada y cohesiva en respuesta a las repercusiones del cambio climático en el territorio español. El PNACC 2021-2030 es la segunda planificación estatal española siguiendo los pasos del PNACC 2006-2020.

Este documento es esencial para el trabajo de evaluación económica de los impactos del cambio climático en las empresas de nuestro país, ya que establece los principales rasgos observados asociados al cambio climático, las distintas estimaciones que podemos esperar según la proporción y distribución de CO₂ existente en la atmósfera y sus consecuencias en la socioeconomía del país.

Con el objetivo de plantear el marco global de variables climáticas que afectarán al país donde se sitúan los activos de Red Eléctrica de España (REE), resumimos las conclusiones del PNACC 2021-2030 en este capítulo:

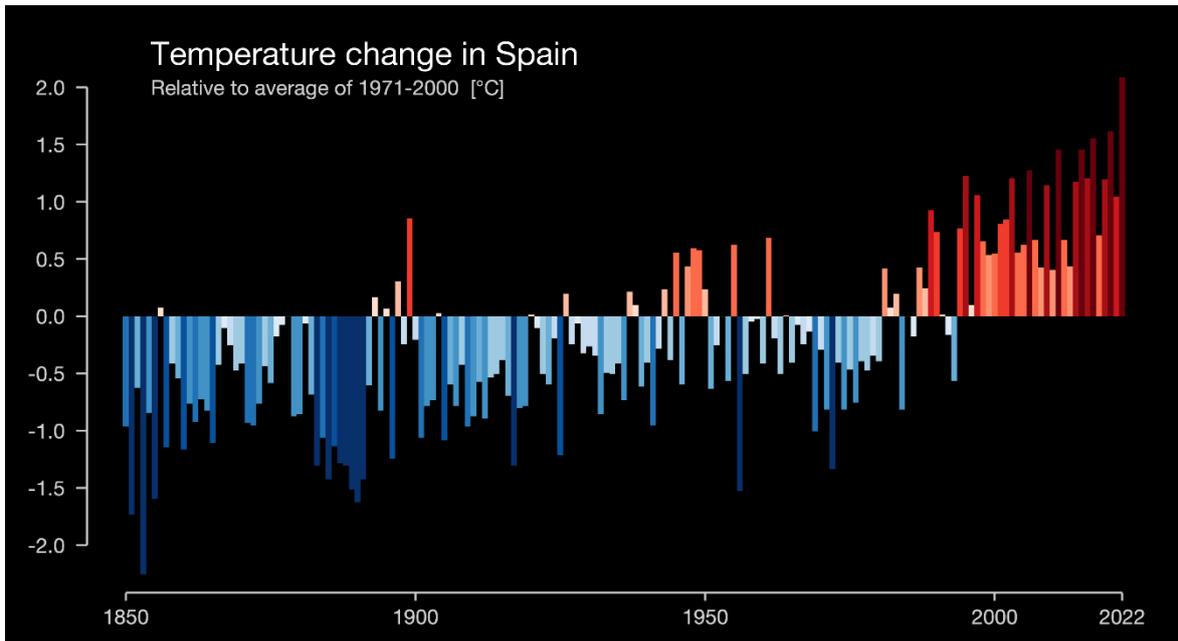
2.1 Datos existentes.

Las observaciones históricas en nuestro país prueban que el cambio climático es una realidad, además de un problema ineludible. Los cambios más destacables ocurridos en nuestro país son:

2.1.1 Incremento de las temperaturas.

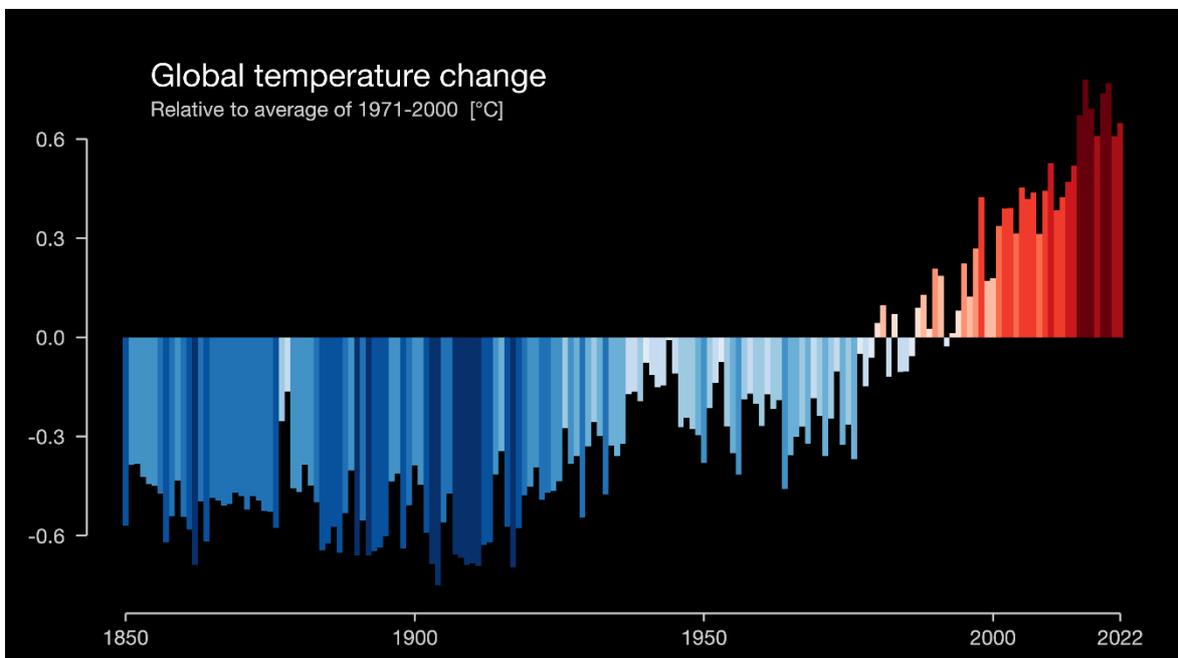
La temperatura media en España ha registrado un incremento de aproximadamente 1,7 °C desde el período preindustrial (AEMET 2019). El diagrama de barras de la Figura 1: Cambio de temperatura [°C] en España respecto a la media de 1971-2000. ilustra la progresión de las temperaturas medias anuales comprendidas entre 1901 y 2018, evidenciando una trayectoria al alza, particularmente marcada desde la década de 1970. En la Figura 2: Cambio de temperatura [°C] mundial respecto a la media de 1971-2000. se visualiza, como comparación, el cambio a nivel global.

Figura 1: Cambio de temperatura [°C] en España respecto a la media de 1971-2000.



Fuente: <https://showyourstripes.info/>

Figura 2: Cambio de temperatura [°C] mundial respecto a la media de 1971-2000.



Fuente: <https://showyourstripes.info/>

La elevación de la temperatura ha sido notablemente pronunciada en la última década, lo que coincide con el registro de los años más cálidos predominantemente en el siglo XXI. Además, es relevante señalar que muchos de los récords históricos de temperaturas máximas se han observado en la última década.

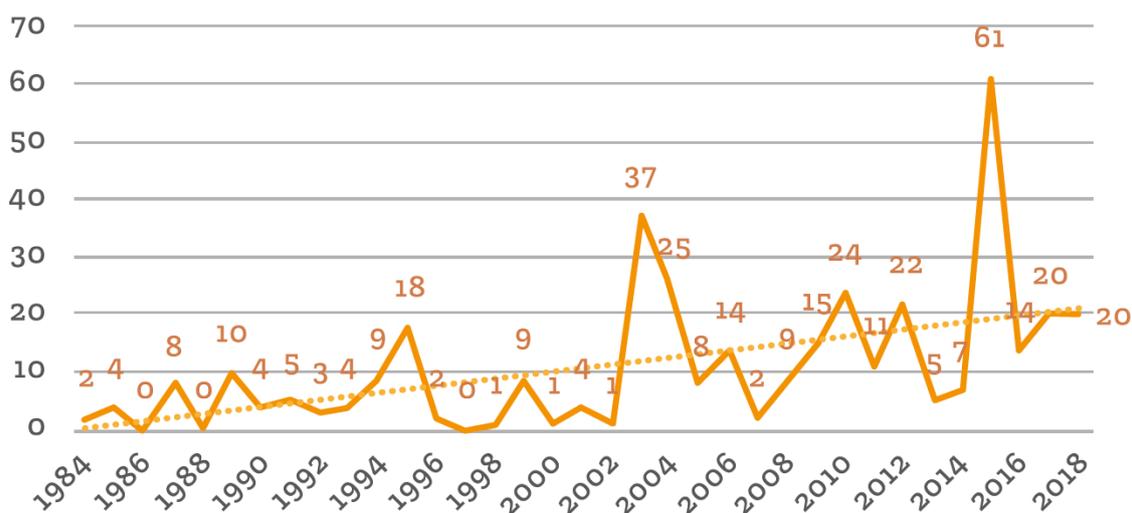
2.1.2 Alargamiento de los veranos.

El aumento de la temperatura ha sido particularmente notable durante el verano. Según datos de AEMET (2019), la duración del verano se ha incrementado en promedio nueve días por década. Específicamente, el periodo estival actual es casi cinco semanas más largo que en los inicios de la década de 1980.

2.1.3 Aumento de las noches tórridas.

Las noches tórridas, definidas como aquellas en las que la temperatura mínima supera los 25 °C, han aumentado diez veces desde 1984 en las diez capitales más pobladas de España (Figura 3: Evolución del número anual de noches tórridas desde 1984 en las 10 capitales españolas más pobladas.). Este aumento en el estrés térmico ha impactado a una población de más de nueve millones de personas, lo que corresponde a cerca del 20% de la población total.

Figura 3: Evolución del número anual de noches tórridas desde 1984 en las 10 capitales españolas más pobladas.



Fuente: AEMET

2.1.4 Incremento del número de días de ola de calor.

Según la información suministrada por AEMET, desde 1984, el número de días anuales en los que se exceden los límites de temperatura de una ola de calor en la península española ha aumentado al doble, mientras que los eventos de bajas temperaturas han disminuido en un 25%. Además, las olas de calor que ocurren en junio, que tienen un mayor impacto en la salud debido a que el cuerpo aún no se ha adaptado al calor, son ahora 10 veces más comunes que en las décadas de 1980 y 1990 del siglo XX.

2.1.5 Disminución de las precipitaciones.

El volumen total de precipitaciones ha experimentado una reducción moderada. Sin embargo, se han observado cambios notables en su distribución anual. Se evidencia una tendencia hacia la anticipación de las precipitaciones primaverales y una disminución en las lluvias estivales (Vicente Serrano et al., 2017).

2.1.6 Disminución de los caudales medios de los ríos.

El estudio de la trayectoria de los caudales de los ríos españoles con un régimen seminatural indica que, durante el periodo 1966-2005, se registró una disminución promedio del flujo de -1,45% anualmente. Las disminuciones en el caudal se observan principalmente en la mayoría de los ríos durante la primavera y el verano (Martínez-Fernández et al., 2013).

2.1.7 Expansión del clima de tipo semiárido.

Al contrastar los mapas climáticos de España correspondientes a los periodos 1961-1990 y 1981-2010, AEMET estima que, en la península ibérica, las áreas con clima semiárido se han expandido aproximadamente en 30.000 km², lo que representa alrededor del 6% de la superficie española. Las regiones más impactadas incluyen Castilla-La Mancha, el valle del Ebro y el sureste peninsular.

2.1.8 Aumento de la temperatura del agua marina.

La temperatura superficial del agua ha experimentado un aumento en todas las regiones marinas de España. En el Mediterráneo, el incremento ha sido de 0,34 °C por década desde el inicio de la década de 1980, según los datos diarios recopilados por el CEAM (Centro de Estudios Ambientales del Mediterráneo) entre 1982 y 2019. La serie de datos recogida en L'Estartit (Girona) desde 1974, que comprende mediciones a diferentes profundidades (meteo.cat), indica que la temperatura está aumentando de manera notable en todos los niveles analizados.

2.1.9 Ascenso del nivel medio del mar.

El aumento del nivel del mar ha sido particularmente pronunciado desde 1993 en la región del Estrecho, en el archipiélago canario y en la costa atlántica. La elevación del nivel medio del mar en la costa atlántico-cantábrica sigue la tendencia global promedio, con un incremento de 1,5 a 1,9 mm/año entre 1900 y 2010, y de 2,8 mm/año a 3,6 mm/año entre 1993 y 2010. No obstante, hay una mayor variabilidad en las estimaciones del nivel medio del mar en el Mediterráneo debido a factores regionales (Losada Rodríguez et al., 2014).

2.1.10 Acidificación de las aguas marinas.

El pH de las aguas marinas ha experimentado una reducción de aproximadamente 0,1 unidades en el último siglo. Esta acidificación ha sido más pronunciada en las aguas superficiales, que están en contacto directo con la atmósfera, en comparación con las aguas de mayor profundidad (Kersting, 2016).

2.2 Escenarios proyectados.

Los escenarios de emisiones proporcionan representaciones concebibles de las futuras tendencias en emisiones de gases de efecto invernadero, capaces de alterar el balance energético terrestre, conocido como "forzamiento radiativo". Estos escenarios se construyen sobre un conjunto coherente y consistente de supuestos relacionados con factores determinantes en los cambios climáticos. Es esencial comprender que, aunque no son proyecciones concretas, estos escenarios son herramientas valiosas para analizar las consecuencias de diferentes trayectorias de desarrollo económico y políticas implementadas.

El Quinto Informe de Evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, en sus siglas en inglés) estableció cuatro escenarios de emisión, conocidos como Trayectorias de concentración representativas (RCP, por sus siglas en inglés). Estos se distinguen por el forzamiento radiativo total que generaría cada uno hacia el año 2100. Por ejemplo, el RCP2.6, siendo el más conservador, resultaría en un forzamiento de 2,6 W/m² en 2100. Por otro lado, el RCP8.5, el más agresivo en términos de emisiones, llevaría a un forzamiento de 8,5 W/m². Mientras que el RCP2.6 estaría alineado con un aumento de temperatura de 2°C, en consonancia con el objetivo principal del Acuerdo de París, el RCP8.5 conduciría a un calentamiento significativamente mayor, desviándose del objetivo del Acuerdo. Existen, además, dos escenarios intermedios: RCP4.5 y RCP6.0.

El Informe Especial Cambio Climático 1,5°C del IPCC presenta escenarios que serían compatibles con un calentamiento de 1,5°C, alineándose con la aspiración máxima del Acuerdo de París. Concretamente, las proyecciones específicas para España, derivadas de los modelos climáticos empleados en el Quinto Informe de Evaluación del IPCC (Ramos-Calzado et al., 2017), esbozan tendencias futuras que, en esencia, reflejan una intensificación de la evolución previamente observada:

2.2.1 Aumento de las temperaturas máximas y mínimas.

Se prevé un incremento continuo y gradual de las temperaturas a lo largo del siglo XXI, siendo más acentuado durante el verano y bajo el escenario de cambio climático con mayores emisiones. Las temperaturas máximas y mínimas de verano y otoño experimentarán un aumento más pronunciado en comparación con las de invierno y primavera. Este calentamiento será más notable en las regiones interiores y del este que en las áreas del norte de la península.

2.2.2 Mayor número de días cálidos.

Un día se clasifica como "cálido" cuando su temperatura máxima excede el valor del percentil 90 de las temperaturas máximas registradas para ese día en el periodo de referencia, determinado mediante una ventana temporal de 5 días centrada en dicho día.

El registro de días cálidos presenta una tendencia ascendente a lo largo del siglo XXI en todos los escenarios evaluados, tanto en la península española como en las Islas Baleares y Canarias. Al concluir el siglo XXI, en la península, se anticipa que la frecuencia de días cálidos aumentará en casi un 50% (con un rango que va del 34% al 58%) bajo el escenario más emisivo (RCP8.5). Por otro lado, en el escenario de estabilización RCP4.5, se prevé un incremento cercano al 24% (con un rango entre el 14% y el 31%).

2.2.3 Aumento en la duración de las olas de calor.

Las fluctuaciones de este índice no se manifiestan con la misma intensidad en todas las regiones de España. Las variaciones menos significativas se observarían en Galicia, las comunidades de la cornisa cantábrica y La Rioja. Por otro lado, las alteraciones más pronunciadas se esperan en las comunidades del levante español, como en la Región de Murcia, en las Islas Baleares y, de manera destacada, en Canarias.

2.2.4 Disminución moderada de las precipitaciones.

Se observa una tendencia a la reducción de las precipitaciones en la mayoría de regiones de España. Esta disminución es más acentuada en el cuadrante suroeste de la Península y en los archipiélagos.

2.2.5 Ligera disminución de la nubosidad.

La nubosidad presenta una leve reducción a lo largo del siglo XXI bajo el escenario más emisoro, excepto en las zonas norte y la región mediterránea durante el invierno.

2.2.6 Sin cambios en los vientos extremos.

En términos generales, no se anticipan cambios relevantes en los vientos extremos en la Península Ibérica. Sin embargo, se espera un ligero descenso en el valor de retorno de 50 años en el noroeste peninsular durante el verano, tanto a medio (2041-2070) como a largo plazo (2071-2100) (Herrera García et al., 2018).

2.2.7 Ascenso del nivel medio del mar.

A corto plazo, específicamente entre 2026 y 2045, las proyecciones de los modelos sugieren, en su rango superior, incrementos en el nivel del mar que varían entre 17 y 25 cm a lo largo de la costa española, dependiendo del escenario considerado.

No obstante, para el intervalo de tiempo comprendido entre 2081 y 2100, se observa una mayor variabilidad entre los diferentes escenarios. En el escenario RCP4.5, que asume emisiones de nivel medio, las proyecciones en su rango más alto indican un aumento en el nivel medio del mar, en comparación con el periodo de referencia (1985-2005), de entre 55 cm y 70 cm. Es interesante notar que las zonas de Canarias, Baleares y la costa cantábrica occidental presentan las cifras más elevadas dentro de este rango.

En contraste, para el escenario RCP8.5, las proyecciones en su rango superior muestran un incremento aún más significativo en el nivel del mar. Se espera un aumento de más de 75 cm en la mayoría de la costa española, siendo particularmente notorio en regiones como Galicia y Baleares, donde se anticipa un incremento de más de 80 cm. En el caso de Canarias, las proyecciones apuntan a un posible aumento cercano a 1 metro (Ramírez Pérez et al., 2019).

2.2.8 Aumento de la temperatura del agua del mar.

Las proyecciones basadas en modelos sugieren un continuo aumento en la temperatura de las capas superficiales del agua del mar. Es probable que los incrementos más significativos se manifiesten hacia el cierre del siglo XXI, particularmente en los escenarios que asumen las emisiones más altas, como el RCP 8.5. Es notable el caso de las aguas circundantes a las Islas Baleares, donde las proyecciones indican un aumento en la temperatura de hasta 4 °C en el promedio del periodo 2081-2100, en comparación con el periodo de referencia de 1985-2005. Este aumento en las temperaturas previsto está vinculado a una mayor probabilidad de experimentar temperaturas extremadamente altas y episodios de olas de calor en el mar (Ramírez Pérez et al., 2019).

2.2.9 Aumento de la evapotranspiración potencial.

La evapotranspiración se describe como el proceso mediante el cual hay una pérdida de humedad, resultante de la combinación de la evaporación directa desde superficies como suelos y cuerpos de agua, y la transpiración procedente de las plantas.

Se anticipa que este fenómeno influirá en toda España, mostrando un aumento más pronunciado en aquellos escenarios con emisiones más elevadas. Además, la magnitud de este aumento se prevé más significativa conforme avance el siglo XXI (CEDEX, 2017).

2.2.10 Disminución de los caudales medios de los ríos:

El informe realizado por el CEDEX, previamente mencionado, anticipa reducciones en la mayoría de las cuencas hidrográficas. Estas disminuciones se prevén más significativas a medida que el siglo progresa y en los escenarios donde se contempla un mayor volumen de emisiones. Hacia el final del siglo XXI, bajo el escenario RCP8.5, se proyecta una disminución global del 24%. Es notable que las proyecciones son particularmente adversas para las cuencas en Andalucía, así como en las Islas Baleares y Canarias.

2.2.11 Disminución de la recarga de los acuíferos.

Un informe elaborado por la Comisión Europea (Bisselink et al., 2018) proyecta que, ante un incremento de la temperatura global de 2 °C, la recarga de los acuíferos en España podría experimentar una disminución de 3.272 hm³ al año. Esta variación se calcula en comparación con el periodo de referencia que abarca desde 1981 hasta 2010. Esta cifra representa aproximadamente el 15% del volumen de agua que se extrae anualmente para riego, tanto de ríos como de acuíferos.

2.2.12 Incremento de las sequías.

Las proyecciones climáticas apuntan a un futuro donde las sequías tendrán una mayor duración y frecuencia, intensificándose este impacto conforme avanza el siglo XXI. De acuerdo con los estudios realizados por el CEDEX, se espera que las sequías que duren 2 años se presenten con mayor regularidad (es decir, tendrán un periodo de retorno más corto para un déficit determinado). Esta misma tendencia se observa para las sequías que perduran por 5 años.

2.2.13 Lluvias torrenciales e inundaciones.

Según las proyecciones, la disminución en las precipitaciones medias anuales no implica inevitablemente una reducción en eventos climáticos extremos. De hecho, se anticipa una mayor incidencia de episodios de lluvias torrenciales e inundaciones en ciertas áreas (MITECO, 2018). Dada la corta duración de estas precipitaciones torrenciales, no contribuyen de manera significativa a la recarga de los acuíferos, lo que disminuye su capacidad para regular el ciclo hidrológico.

2.3 Impactos y riesgos.

Las tendencias relacionadas con el cambio climático previamente señaladas desencadenan una serie de repercusiones en cadena sobre los sistemas ecológicos y los sectores económicos de España. En términos generales, los impactos derivados del cambio climático tenderán a ser más severos en escenarios con altas emisiones y se intensificarán a medida que avance el siglo XXI. Algunos de los efectos más destacables a lo largo del territorio incluyen:

2.3.1 Disminución de los recursos hídricos.

Las alteraciones en el ciclo natural del agua tienen un impacto directo en la cantidad y calidad de los recursos hídricos a disposición, con consecuencias en diversas áreas. En particular, afecta a la agricultura y la ganadería, al suministro urbano de agua, a la producción de energía hidroeléctrica y a los ecosistemas. En relación con los ecosistemas, estos cambios repercuten de manera especial en los procesos ecológicos, las especies y los hábitats vinculados a entornos acuáticos.

2.3.2 Impactos sobre la fauna y la flora y otros elementos del patrimonio natural.

Las variaciones locales en el clima desencadenan transformaciones demográficas, fenológicas y comportamentales en las especies silvestres. Estas modificaciones influyen en las interacciones entre dichas especies, llevando en ocasiones a desajustes en los ritmos biológicos de especies que

son interdependientes. Adicionalmente, las fluctuaciones climáticas influyen en los procesos geodinámicos externos, los cuales pueden impactar directamente en los componentes del patrimonio geológico.

El cambio climático provoca una reconfiguración en el área de distribución de las especies, moviéndose hacia hábitats donde el clima sea más propicio para su supervivencia. Este fenómeno se observa tanto en especies terrestres, ya sean animales o vegetales, como en aquellas que habitan en aguas continentales o marinas.

2.3.3 Expansión de especies exóticas invasoras.

El cambio climático favorece la colonización de nuestro territorio por especies exóticas invasoras y, además, puede propiciar la expansión territorial de aquellas que ya se encuentran presentes.

2.3.4 Aumento del peligro de incendios

Factores como el aumento de la aridez del suelo y las altas temperaturas potencian el riesgo de incendios forestales. Estas condiciones intensifican la probabilidad de que surjan grandes incendios al hacer más comunes las circunstancias propicias para su aparición.

2.3.5 Aumento del riesgo de desertificación

Un análisis efectuado en el contexto del PNACC examinó las repercusiones del cambio climático en el peligro de desertificación en España (MAGRAMA, 2016). Al evaluar en conjunto los impactos derivados de la creciente aridez y la erosión, la investigación determinó que, hacia finales de este siglo, la superficie expuesta al riesgo de desertificación aumentaría en todas las categorías previamente definidas. Se destaca un incremento significativo en las categorías de riesgo muy alto, con un aumento del 45%, y en la categoría de riesgo alto, con un incremento del 82%. Se usó como base el periodo de control de 1971-2000.

2.3.6 Impactos sobre la salud humana

El cambio climático incide en la salud de los ciudadanos españoles mediante efectos directos, como las olas de calor y otros fenómenos extremos, incluyendo inundaciones y sequías. Además, sus repercusiones indirectas, tales como el incremento de la contaminación atmosférica y aeroalérgenos, la alteración en la dispersión de vectores responsables de transmitir enfermedades, y la degradación de la calidad del agua y alimentos, son igualmente preocupantes.

La Organización Mundial de la Salud ha señalado en repetidas ocasiones que el cambio climático tiene el potencial de propiciar la emergencia de nuevas enfermedades epidémicas o de potenciar su propagación (OMS, 2003). Esto subraya la importancia de considerar riesgos para la salud humana que aún no se han identificado con exactitud.

2.3.7 Impactos sobre el sector agrario

La agricultura, ganadería y silvicultura son áreas intrínsecamente ligadas al clima y al estado del suelo. La repercusión del cambio climático en estas áreas es diversa y está influenciada por factores como la ubicación geográfica y el subsector específico, como el tipo de cultivo o ganado en cuestión. Sin embargo, en términos generales, el incremento de las temperaturas intensificará el estrés relacionado con la disponibilidad de agua, lo que resultará en una reducción en la producción de ciertos cultivos. Asimismo, las alteraciones en la estacionalidad y en la variabilidad climática tendrán un impacto notable en la eficacia y, probablemente, en la calidad de los productos agrícolas, ganaderos y silvícolas. La degradación del suelo y el proceso de desertificación delimitarán las áreas aptas para ciertos cultivos. Además, se anticipa que los eventos meteorológicos extremos, que se prevé sean más habituales y severos, junto con la emergencia de nuevas plagas y enfermedades en cultivos y animales, tengan un impacto considerable.

El exceso de calor tiene consecuencias directas sobre el bienestar animal, con efectos negativos en la producción. En ciertas regiones, la disminución de la productividad de los pastizales puede influir desfavorablemente en las actividades ganaderas. Es esencial mencionar también que los desplazamientos propiciados por el cambio climático afectan de igual forma a los recursos provenientes de la pesca, marisqueo y acuicultura.

2.3.8 Impactos sobre el turismo

El cambio climático influye en el turismo español al afectar recursos esenciales, como la nieve para el turismo de invierno y los arenales para el turismo de playa. Además, compromete infraestructuras situadas en zonas costeras, como los paseos marítimos, y puede modificar la demanda turística, ya que temperaturas extremas durante el verano pueden disuadir el interés por el turismo urbano. Es relevante considerar que, si las condiciones climáticas en lugares de origen mejoran, España, siendo un destacado destino internacional, podría experimentar una reducción en la llegada de turistas.

2.3.9 Pérdida de recursos costeros.

El aumento del nivel del mar, junto con la intensificación de los temporales costeros, conlleva múltiples efectos en las áreas litorales. Esto se traduce en retrocesos de la línea costera y alteraciones en los patrones sedimentarios y erosivos. Estas transformaciones impactan no solo en los ecosistemas costeros, como las playas, deltas y estuarios, sino también en las infraestructuras y en las construcciones cercanas a la costa.

2.3.10 Cambios en la producción y consumo de energía.

Afecta directamente a los recursos energéticos debido a cambios en la disponibilidad de elementos como el viento, el sol y el agua. Además, estas transformaciones climáticas influyen en la generación, transporte, distribución y almacenamiento de energía, así como en los patrones de consumo. Específicamente, en cuanto al consumo, se prevé una disminución del asociado a la calefacción y, por otro lado, un incremento en el relacionado con la refrigeración. Para contextualizar, el grado-día de refrigeración es una métrica que determina la demanda energética necesaria para enfriar edificaciones, normalmente calculado en base a cuántos grados excede la temperatura media diaria de los 18 °C. Se estima que en el periodo 2010-2049, habrá un aumento del 14% en los grados-día de refrigeración por cada década.

2.3.11 Pérdida de operatividad en las infraestructuras de transporte.

La resiliencia de las infraestructuras ante las complicaciones relacionadas con el clima, tanto presente como proyectado, varía significativamente. Como ilustración, un cuestionario enviado a todas las autoridades portuarias estatales ha identificado que el viento y el oleaje son las variables climáticas que más afectan la operatividad de los puertos, llegando a detener actividades en muchos de ellos (Ministerio de Fomento, 2016). Por otro lado, una investigación del CEDEX ha destacado las áreas de la Red de Carreteras del Estado y de la Red Ferroviaria de Interés General que son potencialmente más vulnerables. Este estudio señala los eventos climáticos que impactan con mayor regularidad a distintas secciones de estas redes y cómo estos eventos afectan tanto a los usuarios como a la infraestructura misma (Compte, 2018).

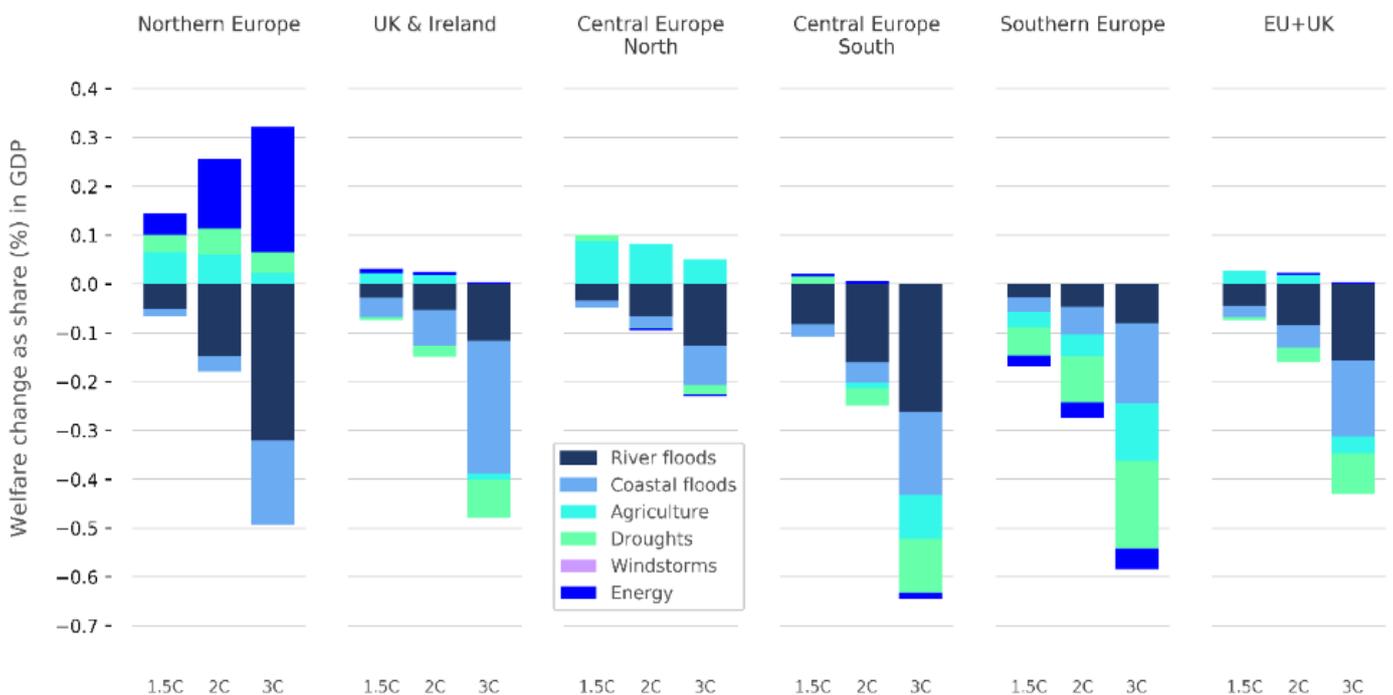
2.4 Valoración económica.

La variedad de impactos causados por el cambio climático es extensa y afecta a sectores vitales de la economía. Por lo tanto, su cuantificación solo ha sido parcialmente abordada, a menudo mediante estudios comparativos. De acuerdo con un informe de la Comisión Europea, *Climate*

change impacts and adaptation in Europe (JRC, PESETA IV, 2020), las ventajas de las acciones de adaptación al cambio climático son sostenibles. Sin embargo, los perjuicios de no tomar acción aumentan conforme avanza el tiempo y el calentamiento global se intensifica. Según este informe, si se registra un aumento de la temperatura global de 3 °C, la Unión Europea podría enfrentar pérdidas anuales del 1,4% del PIB, tomando en cuenta impactos como inundaciones, sequías, suministro energético y mortalidad por temperaturas extremas, entre otros.

Es importante señalar que, en el marco de estos impactos, hay una división clara entre el norte y el sur de Europa. Las regiones meridionales sufrirían pérdidas económicas significativamente mayores que las regiones septentrionales. En gráficas del informe PESETA IV (Figura 4: Pérdida de bienestar (% del PIB) debido a impactos climáticos considerados, excluyendo la mortalidad humana, en niveles de calentamiento para la UE y el Reino Unido, y para macro regiones.), se evidencia esta disparidad, mostrando impactos económicos por regiones geográficas para escenarios de calentamiento de 1,5 °C, 2 °C y 3 °C. El sur de Europa es particularmente vulnerable en los escenarios de 1,5 °C y 2 °C, y es la segunda región más afectada en el escenario de 3 °C.

Figura 4: Pérdida de bienestar (% del PIB) debido a impactos climáticos considerados, excluyendo la mortalidad humana, en niveles de calentamiento para la UE y el Reino Unido, y para macro regiones.



Fuente: Informe final del proyecto PESETA IV (JRC, 2020)

Basándose en cálculos de la Agencia Europea de Medio Ambiente, solo los eventos extremos asociados a la meteorología y al clima han generado en España pérdidas económicas que superan los 37.000 M€ desde 1980 (EEA, 2019).

El análisis de los efectos del cambio climático proporciona una mayor claridad sobre cómo este fenómeno influye en la economía. No obstante, es esencial reconocer que los modelos solamente reflejan una fracción de los costes potenciales derivados del cambio climático. Como destaca la OCDE (OCDE, 2015), incluso los modelos más avanzados solo abordan una porción de los desafíos y oportunidades que el cambio climático presenta. Un desafío subrayado por la OCDE es considerar cambios que, siendo innovadores, pueden ser también potencialmente devastadores y que a menudo se excluyen de los resultados debido a la escasa evidencia existente.

Desde un enfoque sectorial, hay notables brechas en nuestro conocimiento, en parte debido a las dificultades en el modelado de ciertos riesgos. La OCDE indica que algunos de los sectores menos evaluados incluyen los impactos sobre la biodiversidad, servicios ecosistémicos y sectores industriales y empresariales. De manera adicional, desde una óptica transversal, es fundamental considerar y abordar los impactos en las aportaciones no pagadas en el contexto doméstico y de ciudades.

Estos desafíos complican la integración de los riesgos climáticos y la adaptación en las directrices macroeconómicas y sus proyecciones, aunque diversas organizaciones internacionales ya están tomando medidas al respecto. No obstante, se observan avances significativos en la evaluación de los costos y beneficios, tanto económicos como sociales y ambientales, de las medidas adaptativas, siendo de suma relevancia para la toma de decisiones y un tema central en una de las principales líneas de acción del PNACC 2021-2030.

3 El sistema energético español.

En esta sección del trabajo se analizará el capítulo centrado en el sector de la energía española del informe titulado "Impactos y Riesgos Derivados Del Cambio Climático En España", publicado por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD). Este documento actúa como suplemento al PNACC 2021-2030. Su enfoque esencial es llevar a cabo una revisión y consolidación de los impactos más significativos del cambio climático en diferentes sectores y sistemas de España, basándose en la información acumulada hasta el momento. Además, el documento lista los riesgos más prominentes que surgen de dichos impactos y ofrece una evaluación sobre su prioridad de atención.

Este informe utiliza la literatura previamente publicada con relación a los impactos y riesgos climáticos, cubriendo un total de 10 áreas clave o sectores, que han sido considerados de suma importancia tanto en el PNACC 2006-2020 como en el PNACC 2021-2030. Estas áreas incluyen: recursos hídricos, ecosistemas terrestres, agricultura, ganadería, entorno marino, costas, zonas urbanas, salud, energía, transporte y turismo. Cada sector ha sido detalladamente examinado y se ha identificado cómo los riesgos se interrelacionan entre los diversos sectores. La finalidad es proporcionar un recurso integral para aquellos individuos y organizaciones interesados en comprender las implicaciones del cambio climático en el territorio español. Es importante destacar que gran parte de la información utilizada en el estudio proviene de la Plataforma AdapteCCa, una herramienta diseñada para promover el intercambio de información sobre el cambio climático entre diferentes administraciones españolas. No obstante, en ciertas instancias, la información de la plataforma se ha enriquecido con publicaciones científicas adicionales.

Además, este informe es un recurso valioso que sirve para guiar estudios relacionados con la progresión de los impactos y riesgos asociados al cambio climático. Estos informes, previstos en el proyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética, se planifican con una frecuencia al menos cada cinco años. Toda esta información, complementada con estrategias y acciones para fortalecer la resiliencia y reducir la vulnerabilidad en España, es esencial para cumplir con los compromisos de información estipulados en regulaciones internacionales y europeas.

3.1 Diversificación y autonomía.

El panorama energético en España está actualmente en un proceso de transición significativa. Su principal desafío es reducir la dependencia de fuentes energéticas externas, minimizar el impacto ambiental, disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero y aumentar la competitividad. En

2017, España registró una dependencia energética del 73%, un valor que supera la media europea. Esta alta dependencia se deriva de la prevalencia de combustibles fósiles en el mix energético del país, los cuales se importan en su totalidad debido a la escasa producción nacional (PNIEC 2021-2030).

Previo al año 2015, se observó una marcada preferencia por los productos petrolíferos, la cual fue desplazada posteriormente por una tendencia estable en su consumo. Paralelamente, ha habido un incremento en el uso de fuentes de energía renovables y gas natural, lo que ha conducido a una mayor diversificación energética.

El potencial interno de producción con energías renovables, junto con la diversificación de las fuentes y una demanda energética decreciente, son factores que podrían atenuar la vulnerabilidad asociada a la dependencia energética de España. De acuerdo con el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC), se proyecta que la dependencia energética disminuya al 61% para el 2030. Esta transformación estaría liderada principalmente por cambios en el sector del transporte y en el sector eléctrico. Conforme al informe "La Energía en España 2017" (MITECO), es notable el aumento de las energías renovables en la generación eléctrica, las cuales ya representan más de un tercio del total producido.

3.2 El agua como recurso energético.

Al estudiar los impactos físicos descritos en el anterior capítulo, se deduce que los cambios más relevantes están asociados con el agua en su papel de recurso energético. Esto se debe principalmente a las previsiones en variaciones de las precipitaciones, escorrentía y temperaturas. Otro aspecto del cambio climático que podría influir es la producción de energía a partir de fuentes eólicas y solares, aunque, según las proyecciones de la AEMET, este impacto sería considerablemente menor en comparación con los cambios relacionados con el agua (Girardi, Romero y Linares, 2015).

En 2018, la producción eléctrica en España fue responsable del 17,8% de las emisiones totales de gases de efecto invernadero. Sin embargo, es importante destacar que estas emisiones varían significativamente en función de las condiciones climáticas anuales. Por ejemplo, en 2018, hubo una reducción del 13,3% en las emisiones de la generación eléctrica en comparación con 2017. Este descenso se atribuyó al incremento en la generación hidroeléctrica, que fue de un 84,9% superior al año anterior, debido a condiciones climáticas más húmedas y un incremento del 3,5% en la generación eólica. En contraste, 2017 experimentó un aumento del 16,9% en las emisiones en comparación con 2016, ocasionado por una notable disminución en la producción hidroeléctrica, que se redujo en un 49,0% debido a condiciones de sequía. Estas fluctuaciones sugieren que la producción

eléctrica renovable en España es altamente sensible a los períodos de sequía y humedad. La Tabla 1 presenta varios riesgos asociados al cambio climático que podrían afectar al sistema energético español, junto con medidas propuestas para mitigarlos.

Tabla 1: Impactos potenciales del cambio climático en el sistema energético y posibles medidas adaptativas.

Componente	Amenazas clave	Medidas PNACC 2021-2030
Suministro de energía primaria	<p>Reducción de la producción hidroeléctrica como consecuencia de la disminución de los caudales de los ríos.</p> <p>Reducción de la productividad de los cultivos agrícolas y forestales orientados a la producción de biomasa debido a una menor disponibilidad de agua</p> <p>Daños a las infraestructuras de suministro energéticas derivados de eventos extremos.</p>	<p>Estimación del impacto del cambio climático en los potenciales de producción de energías renovables.</p> <p>Integración de las proyecciones relativas al potencial hidroeléctrico en la planificación de la transición energética.</p> <p>Integración de las proyecciones relativas al potencial de producción de biomasa en la planificación de la transición energética</p> <p>Identificación de infraestructuras altamente vulnerables e impulso a programas específicos de adaptación</p>
Generación de electricidad	<p>Menor eficiencia en las plantas termoeléctricas por disminución de los caudales y aumento de la temperatura del agua de refrigeración</p> <p>Cortes de agua para refrigeración de centrales térmicas.</p>	<p>Estimación de los impactos potenciales asociados al cambio del clima y análisis de medidas de adaptación.</p>
Transporte, almacenamiento y distribución	<p>Reducción de la eficiencia de las líneas de transporte y distribución eléctrica debido al calor</p> <p>Daños a las infraestructuras de los sistemas eléctricos, gasistas o derivados del petróleo como consecuencia de eventos extremos</p> <p>Vulnerabilidad de terminales de GNL, gas convencional y refinerías situadas en áreas costeras, debido a tormentas, tempestades e incremento del nivel del mar.</p> <p>Reducción del producible disponible para el bombeo mixto.</p> <p>Disminución del rendimiento de las baterías por incremento de la temperatura ambiente.</p>	<p>Análisis del impacto del cambio climático en la funcionalidad y resiliencia de las redes de transporte y distribución de electricidad y definición de medidas de adaptación.</p> <p>Identificación de infraestructuras energéticas altamente vulnerables a los eventos extremos e impulso a programas específicos de adaptación</p>
Demanda de energía eléctrica	<p>Incremento de los picos de demanda de electricidad asociado a necesidades de refrigeración</p>	<p>Estimación del impacto del cambio climático en la demanda de electricidad</p>

Fuente: Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030.

La producción de energía a partir de fuentes hidroeléctricas es posiblemente la más susceptible a las consecuencias del cambio climático. A través del estudio realizado por Girardi, Romero y Linares (2015), se analizó el impacto del cambio climático sobre la disponibilidad y el uso del agua para propósitos energéticos. Realizando divisiones por demarcaciones hidrográficas y bajo un escenario con estrés hídrico comparado con uno de referencia (sin límite), se determinó que hay cuatro demarcaciones hidrográficas (Guadalquivir, Guadalete, Sur y Segura) que, bajo condiciones de estrés hídrico ocasionado por el cambio climático, no disponen de agua suficiente para fines energéticos. Esto tiene un efecto directo sobre el sistema eléctrico.

3.3 Energía eólica y solar.

A pesar de que la mayor influencia del cambio climático en España podría originarse a partir de la interacción agua-energía, existen otros efectos, como las alteraciones en el potencial de energía eólica y solar. Estas variaciones podrían ser más notables si se sigue la trayectoria de implementación de energía renovable necesaria para alcanzar los objetivos del PNIEC y la meta de neutralidad climática para 2050. Sin embargo, según un estudio de Crook et al. (2011) que evaluó la variación de la potencia fotovoltaica en España basada en dos modelos (HadGEM1 y HadCM3), el impacto sería limitado (no superando un 5% al final del siglo). Esta moderación se debe a que, si bien un aumento de temperatura reduce la eficiencia de los paneles solares, una mejor irradiancia (principalmente por la disminución promedio de nubosidad) potencia su rendimiento. Por otro lado, el vínculo entre energía y uso del terreno también será relevante si se decide optar por la biomasa como fuente energética en el futuro. Es relevante mencionar que las energías renovables, como la solar fotovoltaica y la eólica, también necesitan espacio para su implementación.

En el estudio “Impactos del cambio climático en la generación de energía renovable y en la demanda de electricidad” realizado por Solaun Martínez y Cerdá Tena (2019), se proporciona una panorámica detallada de cómo el cambio climático puede influir en las energías renovables y en la demanda de electricidad:

3.3.1 Efectos en la producción eléctrica eólica.

El impacto de la temperatura ambiental en la producción de un parque eólico ha sido analizado en este estudio. Se desarrolló un modelo que estima la electricidad potencialmente generada por turbinas eólicas, considerando tanto la velocidad del viento como la temperatura en el lugar. Dicho método simula el impacto de los aumentos térmicos promedio a causa del calentamiento global. Mediante un modelo complejo de generación de energía eólica basado en ANN y reglas de lógica

difusa, se puede calcular la disminución en el rendimiento del parque eólico y, por ende, la reducción en la generación de electricidad a partir del viento.

Los resultados (Tabla 2) indican que un incremento en las temperaturas provocará una reducción en el rendimiento de las turbinas eólicas. Sin embargo, el impacto del aumento de temperatura en el rendimiento de la energía eólica probablemente será modesto, ya que el sistema de control de la turbina eólica puede corregir la pérdida de energía del viento mediante ajustes en el ángulo de las palas del rotor.

Es esencial que los modelos climáticos y energéticos, y en particular los modelos de evaluación integrada, consideren el impacto bidireccional del aumento de temperatura y la generación eléctrica eólica. Los cambios (aumento o reducción) en la generación eléctrica potencial a partir del viento que puede esperarse como resultado de temperaturas más elevadas deben incluirse en estos modelos. La metodología desarrollada en este estudio constituye una valiosa aportación en este aspecto, ya que podría integrarse en modelos de evaluación existentes.

Tabla 2: Rendimiento de una granja eólica, pérdidas esperadas y CO2 generado para cubrir la demanda según distintos escenarios de incremento de temperatura.

$\Delta T(^{\circ}C)$ (Desde 1990)	Rendimiento (%)	Energía perdida (MWh)	Pérdidas de ingresos (k\$)	Adicional ktCO2
0,5	100	0	0	0
1	99,9992	17,4	3,9	5,7
1,5	99,9984	34,7	7,8	11,5
2	99,9976	52,1	11,7	17,2
2,5	99,9968	69,4	15,59	22,9
3	99,996	86,8	19,49	28,6
3,5	99,9952	104,2	23,39	34,4
4	99,9944	121,5	27,29	40,1
4,5	99,9936	138,9	31,18	45,8
5	99,9928	156,3	35,08	51,6
5,5	99,992	173,6	39,98	57,3
6	99,9912	191	42,9	63

Fuente: Solaun Martínez y Cerdá Tena (2019).

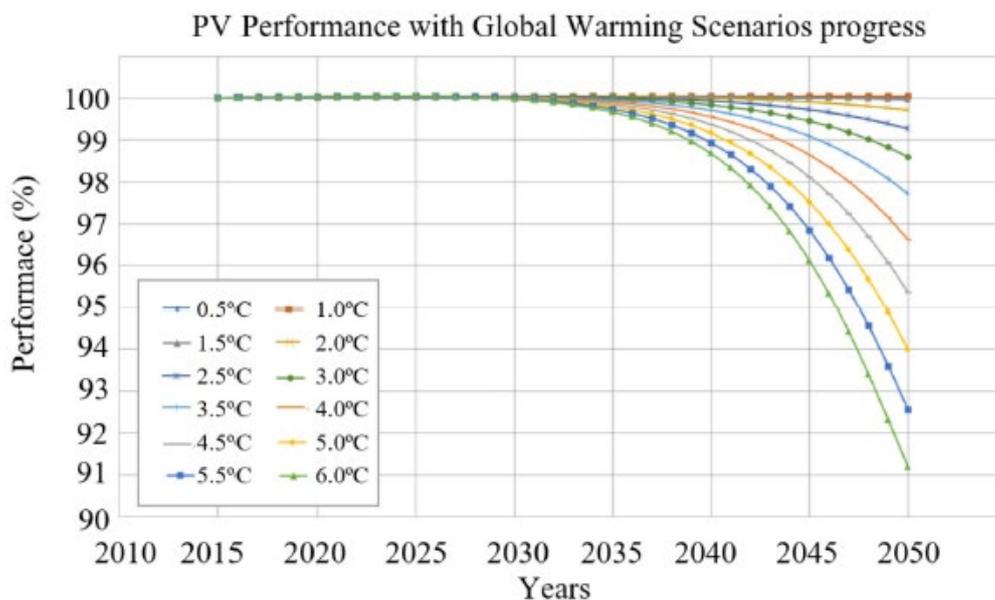
3.3.2 Efectos en la producción eléctrica fotovoltaica.

Se construyó un modelo de producción energética de una planta fotovoltaica (FV) que considera no solo la irradiación global, sino también la temperatura del sitio, el viento y otras variables ficticias generadas a partir de la fecha y hora específicas.

Se realizó una exploración detallada de los datos, observándose una correlación entre las variables ficticias y los registros donde se produjo la mayor pérdida de rendimiento. Tras optimizar el modelo de producción, se analizó el impacto del cambio climático en la generación FV de la planta. Los resultados indican que la temperatura ambiental influye en el rendimiento de los paneles, así como en su dinámica térmica diaria. Se detectó una reducción significativa en el rendimiento de los paneles FV durante las primeras horas del día, lo cual podría deberse a que los aumentos térmicos tienen un mayor impacto en esas horas con temperaturas tradicionalmente más bajas. Luego, se simuló el incremento térmico a causa del cambio climático para evaluar su impacto en la producción (Figura 5: Rendimiento fotovoltaico con el progreso de distintos escenarios de Calentamiento Global.). Se plantearon varios escenarios de aumento de temperatura global y se calculó la pérdida de rendimiento de la planta a lo largo del tiempo.

Los hallazgos sugieren que un incremento de las temperaturas resultará en una disminución del rendimiento de las plantas FV, generando, por ende, una menor producción eléctrica para la misma capacidad instalada. Esto requerirá un incremento en la capacidad y, por lo tanto, una mayor inversión en nueva capacidad FV para compensar dicho déficit y cumplir con los objetivos del Acuerdo de París de la COP21.

Figura 5: Rendimiento fotovoltaico con el progreso de distintos escenarios de Calentamiento Global.



Fuente: Solaun Martínez y Cerdá Tena (2019).

Se demuestra que, para un escenario de calentamiento global de 2 °C, el aumento térmico comenzará a influir en el rendimiento de las instalaciones FV a partir de 2040, con un impacto mínimo en 2050. Sin embargo, en un escenario de 6 °C, el impacto será considerable, y la reducción en el rendimiento rondará el 10%. Estos resultados solo reflejan la pérdida de rendimiento debido al aumento térmico (según la hipótesis "ceteris paribus"), pero sería necesario considerar otros factores, como cambios en la irradiación local, flujos de viento y otros aspectos. El estudio no tomó en cuenta la pérdida de rendimiento de los paneles debido a su propia degradación.

Además, se calcula la pérdida económica esperada de la planta FV como resultado del calentamiento global en el intervalo 2015-2050, considerando un calentamiento gradual. Se asumió que la instalación está activa durante dicho período, con paneles similares a los originales y sin degradación del equipo. Las plantas FV de 5 MW tiene una generación promedio de 2822 horas de carga completa (14.12 GWh/año). La generación acumulada esperada hasta 2050 (sin pérdidas) será de 508 GWh. En un escenario de calentamiento global promedio de 2 °C, la generación acumulada esperada será de 507.97 GWh. Las pérdidas económicas (acumuladas) calculadas para el año 2050 representan un 0.01 %, o \$ 3,395 (USD de 2018), considerando un precio de venta de 68.7 \$/MWh.

En cuanto a las emisiones, la pérdida de rendimiento implica que otras fuentes convencionales deberán compensar este déficit. Esto resultaría en un incremento de emisiones de 16.3 tCO₂ eq., considerando las emisiones promedio del mix energético español (0.33 tCO₂ por MWh). En un escenario de calentamiento global de 6 °C, la producción acumulada esperada es de 500.75 GWh, con una pérdida acumulada del 1.43 %. Esto representa \$ 485,507 (USD de 2018) y 2332 tCO₂ eq. de emisiones adicionales. Las pérdidas se reducen debido a la evolución exponencial del calentamiento.

3.3.3 Costes de la energía en escenarios de generación 100% renovables.

El artículo propone una metodología basada en algoritmos genéticos y simulaciones de Monte Carlo para determinar el nivel de recursos técnicos que minimizaría el costo de generación de energía en un entorno de generación 100% renovable en sistemas de micro-red semi-aislados o completamente aislados. Se simuló el consumo y suministro de un centro urbano en el sur de España con varias plantas eléctricas renovables (fotovoltaicas y eólicas) en sitios cercanos, así como la integración de una flota de vehículos exclusivamente eléctricos, y se evaluaron los costos de la energía consumida.

El coste nivelado de la energía (LCOE) en los grupos poblacionales analizados en su configuración aislada de la red y con el respaldo de un sistema de baterías eléctricas suficiente, rondará los 68 \$/MWh dependiendo del costo de los demás recursos. En este escenario, el 65% de la

energía consumida provendrá directamente de generación renovable, mientras que el 35% restante provendrá de energía renovable almacenada en baterías. Aunque la energía solar tiende a ser más barata que la eólica, las baterías hacen que sea más económico combinar la generación eólica con FV.

Las plantas de generación eólica producen una gran cantidad de energía por unidad instalada, pero se requiere un alto número de hogares para lograr un número mínimo de turbinas eólicas que conformen un parque eólico. Sin embargo, la estacionalidad de la energía eólica significa que se necesitan altos niveles de almacenamiento a mediano plazo (intra-anual), o habría que traer energía de otros lugares para abastecer ciertos consumos, como vehículos, utilizando por ejemplo hidrógeno verde. Grupos poblacionales con un número menor de hogares tendrán costos de generación de energía más altos que grupos de tamaño medio que permitan la generación eólica. Se debe dedicar más investigación al análisis del uso de mini eólica y FV fija.

Durante las primeras etapas de penetración de vehículos eléctricos (VE), hasta una penetración del 40%, el LCOE en grupos pequeños de hogares aumentará. En grupos más grandes, la penetración de VE incrementará el costo de generación de energía debido a la necesidad de usar más baterías para satisfacer el consumo intradía. Esto es especialmente evidente cuando la penetración de VE supera el 60-70%. Esto también afecta la necesidad relativa de almacenamiento (kWh/vivienda), aunque esta relación disminuye en grupos pequeños después de que la penetración de VE alcanza el 70%.

Contar con capacidad de almacenamiento, incluso si se limita a una batería por hogar, permite almacenar y consumir hasta el 25% del consumo del grupo poblacional, y puede ayudar a reducir el LCOE en un 1.1% al cubrir las variaciones intradía y evitar el uso de energía de la red externa. Reducciones del 20% en el LCOE de las baterías pueden llevar a reducciones del LCOE general en el rango del 5% al 13%, dependiendo del escenario, mientras que una reducción del 20% en el LCOE de la generación PV podría reducir el LCOE general entre el 2.5% y el 6.5%.

4 Red Eléctrica de España.

4.1 Escenarios en el plan de desarrollo de la Red de Transporte (2021-2026).

En España, el MITERD se encarga de decidir la dirección de la política energética del país. Esta incluye metas para un uso mayor de energías limpias, reducir la contaminación y garantizar que la electricidad llegue a todos a un precio razonable. Esto se estipula en la Ley del Sector Eléctrico, Ley 24/2013, artículo 4.

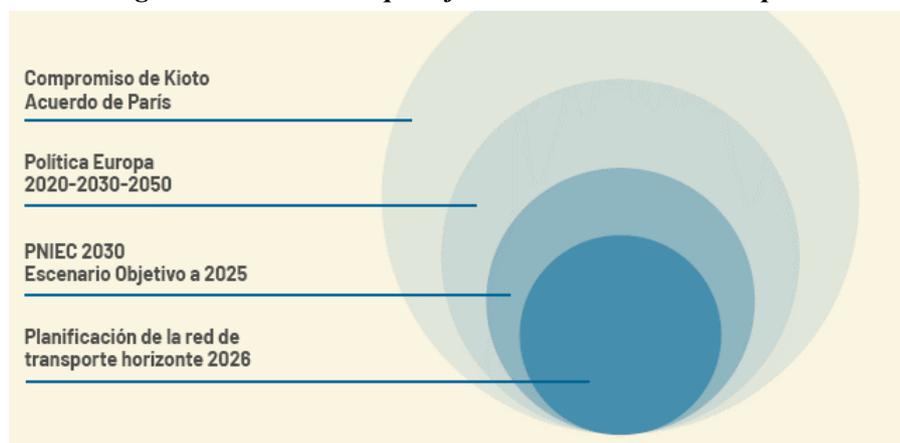
Las decisiones sobre energía y clima en España están influenciadas por acuerdos internacionales. Estos incluyen decisiones tomadas por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, como el Protocolo de Kioto y el Acuerdo de París. Además, España sigue las directrices establecidas por la Unión Europea.

La Unión Europea ha mostrado una fuerte intención de tener un sistema de energía que sea sostenible. Busca un equilibrio entre el desarrollo económico y la disminución de la contaminación del aire. Ha establecido metas claras para el bloque de naciones europeas para los años 2020, 2030 y 2050. Sin embargo, estos objetivos a largo plazo no necesariamente se aplican a cada país individualmente. Para el año 2030, la Unión Europea ha establecido las siguientes metas:

- Reducir las emisiones contaminantes en al menos un 55% comparado con 1990.
- Que el 32% del total de energía consumida provenga de fuentes renovables.
- Mejorar la eficiencia energética en un 32,5%.
- Asegurar que el 15% de la electricidad pueda compartirse entre países miembros.

Siguiendo los acuerdos internacionales y las leyes europeas, España ha establecido metas claras (Figura 6: Marco de la planificación de la red de transporte.). Estas se definen sin afectar los poderes de las comunidades autónomas y se acompañan de políticas específicas para alcanzarlas.

Figura 6: Marco de la planificación de la red de transporte.



Fuente: Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica. Período 2021-2026.

Estas metas y políticas están detalladas en el PNIEC y actúa como guía para el enfoque energético de España. Su diseño busca lograr la neutralidad en las emisiones de carbono para 2050, considerando siempre el costo-beneficio. Para 2030, el plan tiene estas metas específicas:

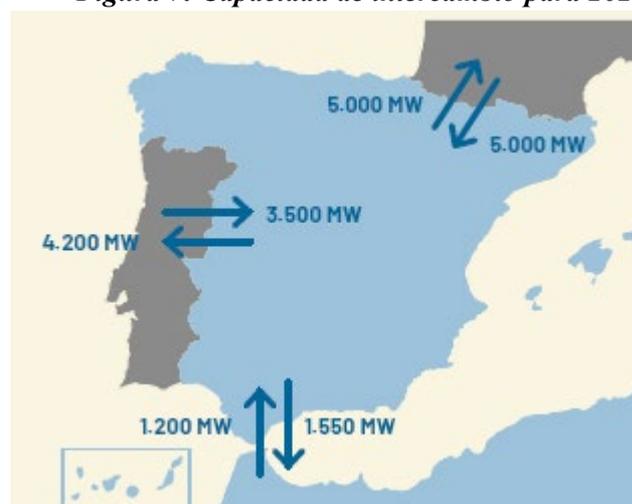
- Reducir las emisiones contaminantes en un 23% comparado con 1990.
- Que el 42% de la energía consumida provenga de fuentes renovables.
- Mejorar la eficiencia energética en un 39,5%.
- Asegurar que el 74% de la electricidad generada sea de fuentes renovables.

Para 2026, se han programado varios proyectos de interconexión (Figura 7: Capacidad de intercambio para 2026.) basados en los planes de 2015-2020:

- Un enlace con Portugal, que debería estar operativo entre 2023 y 2024.
- Una conexión a través del Golfo de Vizcaya con Francia, programada para 2026-2027.

Estos proyectos están incluidos y revisados en el plan europeo “*Ten Year Network Development Plan 2020*”. Dada su importancia para la estrategia energética europea, la Comisión Europea los ha designado como Proyectos de Interés Común. Además, se ha contemplado fortalecer la conexión con Marruecos. Este paso se alinea con el acuerdo hecho con el Reino de Marruecos en febrero de 2019, que busca una tercera conexión eléctrica y una colaboración energética antes de 2026.

Figura 7: Capacidad de intercambio para 2026.



Fuente: Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica. Período 2021-2026.

4.1.1 Generación.

Para 2026, se determina la capacidad de generación según el tipo de tecnología (Tabla 3) al interpolar los datos entre las metas del PNIEC para 2025 y 2030. Sin embargo, hay criterios diferentes para las plantas de carbón y nucleares. Mientras el PNIEC prevé una capacidad de carbón de 2.165 MW para 2025 y 0 MW para 2030, se decide cerrar todas las centrales de carbón existentes en 2026 para asegurar que el cierre no afecte la entrega de energía. Las plantas nucleares actuales seguirán operando después de 2026, por lo que, según el plan para ese año, se mantiene su capacidad actual.

Tabla 3: Potencia instalada por tecnologías en el escenario de estudio 2026. Península

Tipo de tecnología	MW	%
Nuclear	7117	5%
Carbón	0	0%
Ciclo combinado	24560	19%
Hidráulica	21260	16%
Eólica	41051	32%
Solar fotovoltaica	24532	19%
Termosolar	5300	4%
Resto RES	1220	1%
Cogeneración y otros	4660	4%
Baterías	500	0.4%
TOTAL	130200	100%

Fuente: Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica. Período 2021-2026.

En cuanto a energías renovables, se proyecta una capacidad de 88.901 MW, que representa el 68% del total (Figura 8: Potencia de generación renovable en 2019 y 2026.). Al sumar las renovables y la nuclear, se llega a 96.018 MW, o el 74% del total.

Figura 8: Potencia de generación renovable en 2019 y 2026.



Fuente: Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica. Período 2021-2026.

En lugar de usar los datos del PNIEC para calcular la producción de 2026 (Tabla 4), se realizaron simulaciones específicas. Estas indican que el 86% de la producción será libre de emisiones. Además, se estima que España será un exportador neto de energía con 10,8 GWh (Figura 9 y Tabla 5).

Tabla 4: Balance de generación por tecnologías escenario de estudio 2026. Península

Tipo de tecnología	GWh	%
Nuclear	49839	18%
Carbón	0	0%
Ciclo combinado	14634	5%
Hidráulica	29186	11%
Eólica	96671	35%
Solar fotovoltaica	41995	15%
Termosolar	13022	5%
Resto RES	5839	2%
Cogeneración y otros	23491	9%
Producción total	274677	100%

Fuente: Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica. Período 2021-2026.

Figura 9: Intercambios internacionales y con sistemas no peninsulares 2026.**Tabla 5: Saldos de los intercambios**

Descripción	Valor (GWh)
Producción eléctrica	274677
Saldo ES-FR	-1110
Saldo ES-PT	665
Saldo ES-MAR	11285
Saldo Península-Baleares	4060
Saldo Península-Ceuta	228
Demanda en barras de central (b.c) peninsular	259549

Fuente: Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica. Período 2021-2026

La gestión adecuada del sistema eléctrico en 2026 dependerá de ciertos generadores, conocidos como “*Must Run*”. Estos generadores son esenciales para el funcionamiento óptimo del sistema. En algunos momentos, podrían ser de tecnologías hidráulicas o termosolares, pero en ausencia de recursos, se recurrirá a los generadores de gas natural. Se realizarán evaluaciones periódicas para garantizar un funcionamiento óptimo del sistema.

4.1.2 Demanda.

Al desarrollar el plan de la red de transporte con miras al 2026, es fundamental usar el escenario de demanda que proviene del escenario objetivo del PNIEC, como se hace con otras variables indicativas. La demanda en el sistema eléctrico está estrechamente relacionada con las tendencias económicas. Dado que las proyecciones económicas a largo plazo pueden ser inciertas, se han creado estimaciones adicionales de demanda eléctrica basadas en dos posibles escenarios de crecimiento del PIB.

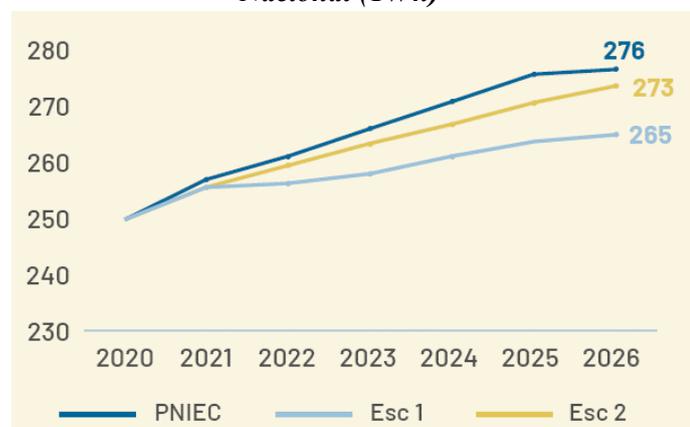
La Tabla 6 muestra dos escenarios posibles para la evolución del PIB a largo plazo. El Escenario 1 anticipa una notable bajada del PIB en 2020, seguida de una recuperación gradual desde 2021. Por otro lado, el Escenario 2 se basa en las previsiones del PIB del informe Actualización del programa de estabilidad 2021 publicado en abril de 2021. Es importante destacar que hay mucha incertidumbre sobre cómo se desarrollará la economía hasta 2026. Basándose en estos datos, se estima que el crecimiento promedio del PIB entre 2020 y 2026 oscilará entre el 1,1% y el 1,8%, dependiendo del escenario que se tome como referencia.

Tabla 6: Escenarios de evolución de la variación anual del PIB (%)

Año	Escenario 1	Escenario 2
2018	2,4%	2,4%
2019	2,2%	2,2%
2020	-10,8%	-10,8%
2021	6,5%	6,5%
2022	4,9%	7,0%
2023	2,1%	3,5%
2024	1,9%	2,1%
2023	1,4%	2,1%
2026	1,5%	2,1%
2020-2026	1,1%	1,8%

Fuente: Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica. Período 2021-2026.

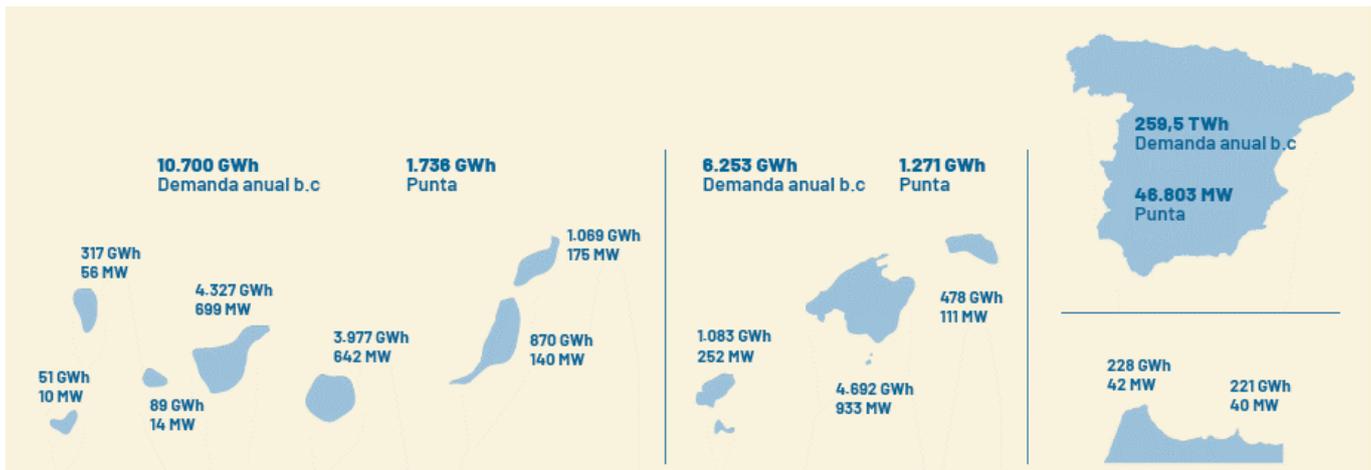
La evolución de la demanda eléctrica en b.c. a nivel nacional se muestra en la Figura 10: Escenarios de evolución de demanda (en b.c.). Nacional (TWh) en función de los escenarios de PIB propuestos y se compara con el escenario derivado del PNIEC que fue utilizado para esta planificación. Observando la gráfica, se destaca que la demanda eléctrica proyectada basada en el PNIEC es ligeramente mayor hacia el año 2026 en comparación con las demandas proyectadas en los dos escenarios previos de evolución del PIB.

Figura 10: Escenarios de evolución de demanda (en b.c.). Nacional (TWh)

Fuente: Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica. Período 2021-2026.

Para cada uno de los sistemas eléctricos nacionales, se ha anticipado la potencia media por cada hora del año, considerando las 8.760 horas del año completo. Para hacer esta proyección, se usa un modelo que genera la curva de carga del escenario en cuestión. Este modelo se basa en la estimación de la demanda anual en b.c. para el sistema correspondiente. Después de establecer la curva de carga anticipada, se identifican los valores máximos y mínimos (conocidos como punta y valle) para el periodo de estudio en cada sistema eléctrico (Figura 11).

Figura 11: Valores de demanda anual en b.c. y valores de punta en el horizonte 2026 en los diferentes sistemas eléctricos nacionales.



Fuente: Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica. Período 2021-2026.

Se anticipa que, para el sistema eléctrico peninsular español (SEPE), la demanda eléctrica anual en b.c. será de 259,5 TWh en 2026. Esto representa un aumento acumulado del 2,4% en comparación con 2018. Además, la demanda máxima alcanzará los 46.803 MW, lo que significa un crecimiento del 15% en comparación con la demanda máxima de 2018.

4.2 Activos.

La información sobre activos físicos que gestiona y mantiene en propiedad REE en régimen de monopolio regulado son publicados periódicamente a la población. Los activos físicos que declara la empresa en sus últimas series estadísticas se pueden consultar en la Tabla 7.

Según como define en su glosario online REE, una posición se considera como «Agrupación de equipos para la conexión de máquinas, circuitos u otros elementos externos a un parque o para conexiones internas del parque. En configuraciones de un interruptor por salida solo existen posiciones de salida (incluidos acoplamientos) o barras (sin interruptor). En las demás configuraciones (anillos, int. y medio, doble barra/doble int.) los equipos se agrupan en posiciones

de interruptor (para conexiones internas) y de salida (conexión con elementos externos al parque) o barras.»

Tabla 7: Red de transporte por Comunidades Autónomas (2022)

CCAA - 2022	km líneas 400 kV	km líneas 220 kV	Total km líneas	Posiciones 400 kV	Posiciones 220 kV	Total posiciones	Cap. Trafo MVA
Andalucía	3.019,05	3.268,96	6.288,01	210	480	690	15.020
Aragón	1.448,04	1.904,37	3.352,41	112	225	337	5.056
Asturias	539,07	432,55	971,62	55	44	99	1.300
Baleares	0	447,66	1.929,10	0	125	701	3.838
C. Valenciana	1.074,44	1.360,31	2.434,75	189	332	521	8.950
Canarias	0	259,53	1.616,46	0	97	685	4.005
Cantabria	240,51	332,49	573,00	15	52	67	2.100
Castilla-La Mancha	2.612,81	1.528,45	4.141,27	128	148	276	1.800
Castilla y León	4.511,66	3.348,95	7.860,61	251	254	505	6.131
Cataluña	2.237,08	2.546,69	4.823,21	147	606	756	11.500
Ceuta	0	0	0	0	0	0	0
Extremadura	2.293,30	909,18	3.210,52	128	106	236	3.025
Galicia	1.346,73	1.416,02	2.775,05	75	236	312	5.700
La Rioja	114,95	142,31	257,26	8	29	37	600
Madrid	992,61	1.186,99	2.179,61	112	551	663	11.100
Melilla	0	0	0	0	0	0	0
Murcia	708,11	123,87	831,98	78	44	122	3.450
Navarra	175,97	318,83	494,80	30	51	81	1.600
País Vasco	698,96	661,98	1.360,94	90	149	239	5.100
TOTAL	22.013,28	20.189,15	45.100,58	1.628	3.536	6.334	91.175

Fuente: <https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/series-estadisticas-nacionales>

Los datos se agrupan por comunidades y ciudades autónomas indicando la cantidad de posiciones y kilómetros de líneas de 400 kV y 220 kV presentes en el total de la red. De estos datos

se puede apreciar la diferencia estructural de la red de transporte estatal que existe entre el sistema peninsular y el no peninsular (Tabla 8), siendo este último menos desarrollado debido a las condiciones geográficas y las dificultades de crear interconexiones con el continente. Igualmente, se puede deducir de los incrementos entre 2021 y 2022, además de los numerosos planes que energéticos planteados por el gobierno, que la red no peninsular se está procurando seguir desarrollando y todavía está lejos de llegar a la eficiencia del resto del país.

Tabla 8: Red de transporte peninsular y no peninsular (2022)

	Peninsular	No Peninsular
km líneas 400 kV	22.013,28	0
km líneas 220 kV	19.481,954	707,193
km líneas <220 kV	59,79	2.838,36
Total km líneas	41.555,024	3.545,553
$\Delta 2022/2021$ %	0,644	1,098
Posiciones 400 kV	1.628	0
Posiciones 220 kV	3.314	222
Posiciones <220 kV	6	1.164
Total posiciones	4.948	1.386
$\Delta 2022/2021$ %	1,414	2,971
Capacidad Red - MVA	83.332	7.843
$\Delta 2022/2021$ %	0,725	1,619

Fuente: <https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/series-estadisticas-nacionales>

Debido a la proporción tan pequeña de posiciones y km de líneas a voltajes menores de 220 kV respecto al total instalado y a las diferencias técnicas legales entre ambas, se considerarán para los siguientes modelados únicamente la red peninsular de 220 kV y 400 kV.

La información para investigación sobre las características del sistema de transporte es, por tanto, relativamente amplia, pero los informes o series estadísticas a través de medios digitales están altamente agregados por regiones o por determinados proyectos. Esto complica el poder realizar modelos precisos a un problema determinado, como, por ejemplo, estudiar los impactos de las variaciones climáticas a nivel provincial o de municipios.

4.3 Legalidad vigente.

Los principales instrumentos legales a los que REE está supeditado en la gestión de sus activos físicos, su mantenimiento y creación de otros nuevos son:

1. Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
2. Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
3. Real Decreto 148/2021, de 9 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico.

El alcance de estas leyes supera la de los activos de REE, ya que, como se define en el RAT y LAT, se considera alta tensión a lo largo de los documentos toda tensión nominal superior a 1 kV. Por tanto, estas leyes no solo tienen como objetivo a la empresa de transporte, sino además las empresas de distribución. Para diferenciar los tipos de líneas eléctricas se establecen cuatro tipos de categorías en el artículo 3 de ambos reglamentos:

1. Categoría especial: Las de tensión nominal igual o superior a 220 kV y las de tensión inferior que formen parte de la red de transporte conforme a lo establecido en el artículo 5 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre (...).
2. Primera categoría: Las de tensión nominal inferior a 220 kV y superior a 66 kV.
3. Segunda categoría: Las de tensión nominal igual o inferior a 66 kV y superior a 30 kV.
4. Tercera categoría: Las de tensión nominal igual o inferior a 30 kV y superior a 1 kV.

Debido a que la red peninsular de REE es predominantemente de categoría especial, se utilizará únicamente esta categoría en el estudio y modelado. Con ello, es, por tanto, crucial entender las distintas tecnologías y su relación con el cambio climático del país para poder evaluar los costes que sufrirá REE con el cambio climático. Además, es importante comprender que obligación tiene el gestor de transporte de soportar las pérdidas eléctricas que ocurrirán en las líneas y de mantener la red establece con el aumento de las temperaturas y como se le retribuye por ello.

4.3.1 Instrucciones Técnicas Complementarias de Líneas de Alta Tensión (ITC-LAT).

Se ha realizado un estudio por minorizado de todas las normas de obligado cumplimiento que se especifican en la ITC-LAT 02. Estas normas se agrupan según elemento técnico a regular y son

claras para definir las condiciones de funcionamiento normales y límites de toda la tecnología usada en las líneas eléctricas de alta tensión. En la Tabla 9 se describen los principales riesgos asociados a los impactos del cambio climático en España anteriormente descritos que pueden repercutir en las líneas de 220 kV y 400 kV de REE:

Tabla 9: Riesgos climáticos considerados en las líneas de 220 kv y 400 kv de REE.

Elemento	Norma	Cita de la norma	Escenario	Riesgo
Aisladores compuestos	IEC 62217 (UNE-EN 61109)	Máxima temperatura del aire Ambiente: No supera los 40 °C y el valor medio medido en un período de 24 h no supera 35 °C.	-Superación récord de temperaturas absolutas máximas a los 40 °C en zonas dónde no se hubiese planificado.	-Reducción de la vida útil.
Fusibles limitadores de corriente.	UNE-EN 60282-1	La máxima temperatura ambiente es 40 °C y su media medida en un periodo de 24 h no supera los 35 °C.		-Reducción de capacidad de los fusibles. -Necesidad de reemplazo por modelos preparados para condiciones de servicio especiales (>40°C).
Interruptores automáticos de corriente alterna.	EN 62271-100	(...) consultar al fabricante si el interruptor automático está destinado a ser instalado (...) en lugares donde la temperatura del aire ambiente puede exceder 40 °C (o si el valor medio sobre un periodo de 24 h excede 35 °C).		-Necesidad de reemplazo de los interruptores a clases preparadas para temperaturas exteriores de >40°C.
Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra.	IEC 62271-1:2017 (UNE-EN IEC 62271-102)	(...) the ambient air temperature does not exceed 40 °C and its average value, measured over a period of 24 h does not exceed 35 °C.		-Necesidad de reemplazo de seccionadores por clases de temperatura >40 °C.
Coordinación de aislamiento.	UNE-EN IEC 60071-1	La temperatura ambiente no sobrepasa los 40 °C y su valor medio, medido en un periodo de 24 h, no excede 35 °C.		-Posibles daños inesperados en los aislamientos de los conductores.
Pararrayos	UNE-EN IEC 60099-5:2018	(...) ambient air temperature within the range of -40 °C to +40 °C.		-Necesidad de realizar pruebas a mayor temperatura. -Ajustes del voltaje continuo de operación.

Cables eléctricos.	UNE 21144-1-1	La intensidad admisible en un cable para corriente alterna puede deducirse de la expresión que da el calentamiento del conductor por encima de la temperatura ambiente (...)	-Aumento generalizado de las temperaturas en todo el territorio.	-Reducción de la capacidad máxima de transporte energético de la red.
	Reglamento de líneas eléctricas de alta tensión.	Cables instalados al aire en ambientes de temperatura distinta de 40 °C		-Daños en los conductores. -Necesidad de recalcular las intensidades admisibles para reemplazos. -Pérdidas térmicas por efecto Joule.

Fuente: Elaboración propia a partir de las normas técnicas citadas.

La conclusión a la que se llega con esta revisión normativa y técnica es que el principal problema al que se vería afectado las líneas de alta tensión son los eventos de altas temperaturas extremas, como el aumento generalizado de las temperaturas. Hay que tener en cuenta que los elementos de la red suelen ser más sensibles a las bajas temperaturas y a las formaciones de hielo, siendo riesgos que, más que incrementar, se reducirían a lo largo de la península.

Además, hay que tener en cuenta que, según como se estudió en la sección 2.2.6, los eventos extremos de viento no se esperan que tengan un gran cambio. Esto implica que los diseños ya realizados del sistema de transporte se mantienen correctos y sin necesidad de nuevos cálculos. Por ejemplo, los apoyos de celosía de las líneas de transporte están diseñados para velocidades mínimas de viento de 140 km/h (Reglamento de líneas eléctricas de alta tensión) y no se esperan aumento por encima de este valor que impliquen diseños más robustos de apoyos.

Un aumento de eventos extremos de lluvias torrenciales e inundaciones se considera posible, pero debido a que la legislación obliga a la total protección frente a todo nivel de lluvia que pueda ocurrir, se considera que es improbable que pueda suponer un aumento de incidencias en la red de transporte. La planificación y previsión ya se realiza en la edificación de los apoyos de los conductores frente a inundaciones.

Otro aspecto a comentar es la humedad, a lo que los aparatos eléctricos son sensibles. Debido a lo que se espera es una reducción generalizada de la humedad, de igual manera este riesgo se convierte en beneficio. Por otro lado, aunque la radiación solar se tiene esperado que aumente, en las normas técnicas se hace una diferenciación básica entre si el elemento está expuesto a radiación solar o no y no se hacen clasificaciones según radiación solar recibida.

Otras condiciones de servicio ambientales que se mencionan es la contaminación atmosférica, que, debido a la tendencia esperada de reducción de emisiones y control medioambiental, se ha considerado que se mantendrán estables en este trabajo. Los principales problemas que suponen la

contaminación en las líneas eléctricas son degradación en los aislamientos y en la corrosión en los elementos metálicos. La aparición de este último en la red de alta tensión no se espera que aumente significativamente. La corrosión se considera que se mantendrá estable debido a que el aumento de temperatura que puede llegar a afectar se compensará con una reducción de la humedad.

En resumen, se considera que debido a la resistencia ambiental que la normativa exige a las redes de alta tensión, existe una fortaleza de la red de transporte ante los próximos escenarios climáticos. Los impactos climáticos supondrán necesitar reemplazar ciertos elementos por otros mejor adaptados a temperaturas superiores a los 40 °C, pero sin llegar a eventos catastróficos en las líneas de transporte.

4.3.2 Instrucciones Técnicas Complementarias de Instalaciones de Alta Tensión (ITC-RAT).

De igual manera que para las líneas de alta tensión, se ha repetido el estudio por minorizado de todas las normas de obligado cumplimiento que se especifican en la ITC-RAT 02. Se mantiene la misma metodología utilizada en el anterior apartado para la Tabla 10.

Tabla 10: Riesgos climáticos considerados en las posiciones de 220 kv y 400 kv de REE.

Elemento	Norma	Cita de la norma	Escenario	Riesgo
Aisladores pasantes.	EN 60137:2008	Tabla 3 – Temperatura del aire ambiente y del medio de inmersión. Máximo 40 °C.	-Superación récord de temperaturas absolutas máximas a los 40 °C en zonas donde no se hubiese planificado	-Riesgo de defectos de funcionamiento. -Necesidad de reemplazo de aisladores pasantes para >40 °C.
Aparata de alta tensión	UNE- EN 62271-1	La temperatura del aire ambiente no deberá superar 40 °C (...). -5 °C y +55 °C para climas muy cálidos.		-Necesidad de reemplazo de aparata por opciones preparadas para climas cálidos.
Conjuntos compactos de aparata para centros de transformación (CEADS)				
Fusibles limitadores de corriente.	UNE-EN 60282-1	La máxima temperatura ambiente es 40 °C y su media medida en un periodo de 24 h no supera los 35 °C.		-Reducción de capacidad de los fusibles. -Necesidad de reemplazo por modelos preparados para condiciones de servicio especiales (>40°C).

Coordinación de aislamiento.	UNE-EN IEC 60071-1	La temperatura ambiente no sobrepasa los 40 °C y su valor medio, medido en un periodo de 24 h, no excede 35 °C.		-Posibles daños inesperados en los aislamientos de los conductores.
Contactores, controladores y arrancadores de motor con contactores.	EN 62271-100 (UNE-EN 62271-106)	(...) consultar al fabricante si el interruptor automático está destinado a ser instalado (...) en lugares donde la temperatura del aire ambiente puede exceder 40 °C (o si el valor medio sobre un periodo de 24 h excede 35 °C).		-Necesidad de reemplazo de los interruptores o contactores a clases preparadas para temperaturas exteriores de >40°C.
Interruptores automáticos de corriente alterna.	EN 62271-100			
Pararrayos.	UNE-EN 60099-1	Temperatura ambiente comprendida entre -40 °C y + 40 °C (normal). Temperatura superior a + 40 °C o inferior a -40 °C. (Anormales)		-Necesidad de realizar pruebas a mayor temperatura. -Ajustes del voltaje continuo de operación.
Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra.	UNE-EN 62271-102	(Versión legal antigua de la misma norma en LAT)		-Necesidad de reemplazo de seccionadores por clases de temperatura >40 °C.
Transformadores de potencia sumergidos en líquido.	UNE-EN 60076-1 (UNE-EN 60076-2)	Temperatura del medio refrigerante: La temperatura del aire de refrigeración a la entrada del sistema de refrigeración no excede de: 40 °C en cualquier momento; 30 °C media mensual del mes más cálido. (Normales)	-Superación récord de temperaturas absolutas máximas a los 40 °C en zonas dónde no se hubiese planificado.	- Necesidad de reemplazo de transformadores de refrigeración natural especializados que soporten temperaturas >40 °C. -Aumento de costes de operación de los transformadores de refrigeración forzada.
Transformadores de tipo seco.	UNE-EN 60076-11	La temperatura del aire de refrigeración no excederá de: 40 °C en ningún caso.	-Aumento de las temperaturas de forma generalizada	-Reducción de la capacidad por calentamiento.

Fuente: Elaboración propia a partir de las normas técnicas citadas.

De la tabla se llegan a las mismas conclusiones que en el apartado anterior, debido a que muchos los elementos presentes en una subestación comparten normativa técnica con la red de transporte. Los transformadores de potencia, elemento más importante de la subestación, presentan

distintos tipos de clases ambientales específicos para bajas temperaturas, pero no para altas temperaturas que queda a obligación de especificar por el suministrador.

Mientras que en el caso de las líneas de transporte del análisis de la normativa no se puede considerar ningún posible evento catastrófico, en la normativa referente a transformadores sí. En caso de, por ejemplo, transformadores de potencia sumergidos en aceite, un sobrecalentamiento debido a un aumento de las temperaturas puede suponer fugas, apagados o, en el peor de los casos, incendios o explosión. Esta posibilidad requeriría a REE de comprobar todas las especificaciones técnicas de los transformadores de sus subestaciones en las regiones de la península en las que más incremento de temperatura extremas se espere para evitar accidentes. En caso de necesidad de reemplazo, esto incurriría en costes significativos. En el caso de que estos transformadores tuviesen refrigeración forzada, los costes de operación con el aumento de las temperaturas aumentarían, pero no supondrán un peligro añadido.

4.3.3 Procedimientos de operación.

Red Eléctrica recopila en su web los procedimientos de operación (P.O), legalmente vinculantes, de naturaleza técnica e instrumental, que son esenciales para una gestión eficiente tanto del sistema eléctrico de la península como de los sistemas eléctricos no peninsulares. Esta información es útil en este trabajo al permitir establecer como debe de actuar el operador de la red ante cambios en las condiciones del sistema. Concretamente, el P.O. 1.1 «Criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico» establece que en condiciones normales (Figura 12), no pueden existir sobrecargas en la red de transporte.

Figura 12: Tabla resumen de los criterios de seguridad frente a contingencia.

Condiciones sin fallo.	La frecuencia sigue los valores de referencia de acuerdo con lo previsto en la normativa comunitaria de aplicación. No existen sobrecargas. Las tensiones siguen las consignas establecidas en los Procedimientos de Control de Tensión.
------------------------	--

Fuente: [Resolución de 05-04-2016, BOE 06/04/16](#)

En cuanto a los límites térmicos de la aparenta, conductores y transformadores, estos se regulan según el P.O. 1.3 «Tensiones admisibles nudos red». Se obliga a la creación de 4 límites térmicos estacionales como mínimo, estableciendo durante el año, por ello distintas capacidades de la red de transporte. Además, se obliga a cumplir los límites térmicos calculados y a actualizarlos de forma semestral a aparenta, conductores y transformadores. De esta manera se controla y evita el fallo catastrófico de la red de transporte, reduciéndose su capacidad en caso de aumento de temperaturas.

En el P.O. 13.1 «Criterios de Desarrollo de la Red de Transporte» se establecen el tipo de líneas de nueva construcción a ser usadas en la red de transporte que deben considerarse como base y una capacidad de una línea normalizada según temperatura ambiente (Figura 13):

a) Línea de 400 kV de doble circuito, o línea de doble circuito con instalación inicial de un simple circuito, con conductor Condor triplex tendido a 85 °C, y con apartamta con corriente nominal igual o superior a 2.500 A.

b) Línea de 220 kV de doble circuito, o línea de doble circuito con instalación inicial de un simple circuito, con conductor Gull duplex tendido a 85 °C, y con apartamta con corriente nominal igual o superior a 2.000 A.

Figura 13: Capacidad de transporte en función de la temperatura ambiente (MVA)

	5º	10º	15º	20º	25º	30º	35º
línea normalizada de 400 kV	2.030	1.990	1.950	1.900	1.860	1.820	1.700
línea normalizada de 220 kV	780	750	710	680	640	600	560

Fuente: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2005-5757

4.3.4 Metodología de Cálculo de los Cargos del Sistema Eléctrico

Como hemos visto en los anteriores apartados, el cambio climático generará una reducción apreciable de la corriente admisible de los hilos de la red de transporte. Es, por tanto, necesario entender cómo afectará a REE las pérdidas esperadas de energía en los cables. El Real Decreto 148/2021, de 9 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico, dicta:

« El Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, respectivamente, modificó diversos artículos de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Entre otros, modificó el artículo 3.7 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, estableciendo la competencia de la Administración General del Estado para regular la estructura de los cargos por costes regulados y de los cargos necesarios para cubrir otros costes del sistema. En la misma línea, dicho real decreto-ley modificó el artículo 16 de la ley, determinando que el Gobierno, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, establecerá la estructura y la metodología de cálculo de los cargos, mientras que la persona titular del Ministerio para la

Transición Ecológica y el Reto Demográfico, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, aprobará los cargos. »

Con esta ley y metodología, el gobierno español regula los cargos de los costes del sistema de transporte y distribución. La forma, por tanto, de cubrir estos costes por pérdidas eléctricas no queda a libre disposición del titular del sistema eléctrico, pero tampoco es el responsable de pagar los costes de este, ya que se les imputa directamente a los clientes y generadores de la red. Todo consumidor y productor sufre con ello un coste añadido conocido como “peajes de acceso” dependiente de la cantidad de energía aportada o consumida a la red y de la potencia fija conectada. Resumidamente, ambas respectivamente se calculan según estas fórmulas establecidas en el Real Decreto:

$$FP = \sum_{p=1}^{p=i} T_{pp} * P_{cp} \qquad FE = \sum_{p=1}^{p=i} T_{ep} * E_p$$

Donde:

FP: Término de facturación por potencia contratada (€).

T_{pp}: Precio del término de potencia del periodo horario p (€/kW y año), calculado de acuerdo con lo establecido en el artículo 6.

P_{cp}: Potencia contratada en el período horario p (kW y año).

i: Número de periodos horarios del segmento tarifario de cargos al que corresponde el suministro.

FE: Término de facturación por energía activa consumida (€).

T_{ep}: Precio del término de energía del periodo horario p (€/kWh), calculado de acuerdo con lo establecido en el artículo 6.

E_p: Energía consumida o estimada en el período horario p (kWh).

i: Número de periodos horarios del segmento tarifario de cargos al que corresponde el suministro.

Según la Circular 4/2019, de 27 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de retribución del operador del sistema eléctrico, se establece en su artículo 14 que «*La retribución del operador del sistema será asumida, en un 50 por ciento, por el conjunto de los productores de energía eléctrica situados en el territorio nacional y, en el otro 50 por ciento, por el conjunto de los comercializadores y consumidores directos en*

mercado que actúen en el ámbito geográfico nacional.». Estos peajes es la forma en la que se financian las empresas operadoras de las redes de alta tensión del país.

Estos ingresos son después los que se buscan reinvertir en la financiación de nuevas estructuras, mejoría de la calidad de la red y una mayor disponibilidad por parte de REE. La legislación actual no le supondría a REE un aumento de sus costes por encima de ingresos al incluir las pérdidas de la red por impacto del cambio climático, sino un aumento relativo de sus ingresos a costa de los agentes conectados a la red si mantienen el mismo nivel de suministro. Este capital se espera que sea reinvertido de nuevo al sistema a largo plazo, estabilizando los precios de la facturación eléctrica regulados en cuanto los problemas fuesen placados con nueva infraestructura.

4.3.5 Metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica.

El carácter de monopolio natural regulado en el que actúa REE le transfiere un sistema retributivo muy diferente a otras empresas. Según el BOE-A-2019-18260 Circular 5/2019, de 5 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, REE obtiene retribuciones anuales al gestionar los activos del sistema e invertir en nueva infraestructura de transporte según esta formulación:

$$R_n^i = RI_n^i + ROM_n^i + REVU_n^i + ID_n^i$$

Donde:

RI_n^i es la retribución por inversión en el año n que percibe una empresa transportista i (REE) vinculada a las instalaciones de su titularidad en servicio el año n-2.

ROM_n^i es la retribución en concepto de operación y mantenimiento en el año n que percibe una empresa transportista i vinculada a las instalaciones de su titularidad en servicio el año n-2.

$REVU_n^i$ es la retribución en concepto de extensión de vida útil en el año n, que percibe una empresa transportista i vinculada a las instalaciones de su titularidad que continúen en servicio el año n-2, habiendo superado su vida útil regulatoria.

ID_n^i es el incentivo de disponibilidad de la empresa transportista i percibido el año n asociado al grado de disponibilidad ofrecido por sus instalaciones de transporte el año n-2.

El primer término de la formulación le garantiza a REE en la realización de su actividad unas retribuciones que compensan siempre el coste de la inversión durante el tiempo de vida de la inversión realizada junto con un extra de beneficios que se regula, normalmente como mínimo del

5% respecto al inmovilizado material total. Las inversiones que no tenga estipulado un valor unitario de referencia de inversión o de operación y mantenimiento también son retribuidas de forma especial. Se consideran de este tipo los tendidos submarinos, los tendidos desarrollados en corriente continua y las estaciones conversoras de corriente alterna a corriente continua, así como los despachos de maniobra y telecontrol de la red de transporte. La amortización del inmovilizado material se cubre en su totalidad en este término. En la Tabla 11 se pueden consultar las distintas instalaciones tipo y valores unitarios de referencia de inversión por elemento de inmovilizado:

Tabla 11: Resumen de Instalaciones tipo y valores unitarios de referencia de inversión por elemento de inmovilizado para instalaciones de transporte de energía eléctrica ubicadas en el territorio peninsular.

Líneas aéreas de longitud mayor o igual a 10 km	Término Variable €/km	Término fijo €
400 kV (triplex) Doble circuito	569.843	–
220 kV (duplex) Simple circuito	286.684	–
Líneas aéreas de longitud menor a 10 km	Término variable €/km	Término fijo €
400 kV (triplex) Doble circuito	455.315	1.145.284
220 kV (duplex) Doble circuito	419.261	658.976
Posiciones convencionales	Término €/posición	
Convencional 400 kV, 50 kA, todas las configuraciones	1.043.909	
Convencional 220 kV, 40 kA, Interruptor y medio	650.768	
Posiciones blindadas	Término €/posición	
Blindada 400 kV, 63 kA, todas las configuraciones	2.512.565	
Blindada 220 kV, 63 kA, en edificio, todas las configuraciones	1.555.815	
Blindada 220 kV, 63 kA, en intemperie, todas las configuraciones	1.400.234	
Máquinas de potencia	Término variable €/MVA	
Transformadores monofásicos (400/220 kV)	9.835	
Transformadores trifásicos (400/220/132 kV)	9.796	

Fuente: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2015-13487

El segundo término establece un ingreso que compensa el coste de operación y mantenimiento de la red y le imputa también unos ingresos que cubren el coste según cada una de las instalaciones

en territorio nacional. Este término no genera beneficio. Los valores unitarios de referencia regulados hoy en día para cada una de estas instalaciones ubicadas en territorio peninsular se pueden consultar en la Tabla 12:

Tabla 12: Valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento para instalaciones de transporte de energía eléctrica ubicadas en el territorio peninsular.

Líneas con un solo circuito	Término variable en €/km y circuito
Líneas aéreas 400 kV.	3.056
Líneas aéreas 220 kV.	2.056
Líneas subterráneas 220 kV.	1.779
Líneas con circuitos múltiples	Término variable en €/km y circuito
Líneas aéreas 400 kV.	2.856
Líneas aéreas 220 kV.	1.856
Líneas subterráneas 220 kV.	1.579
Posiciones convencionales	Término variable €/posición
Convencional 400 kV.	47.339
Convencional 220 kV.	38.972
Posiciones blindadas	Término variable €/posición
Blindada 400 kV.	30.417
Blindada 220 kV.	24.568
Posiciones móviles	Término variable €/posición
Móvil 400 kV.	30.417
Móvil 220 kV.	24.568
Máquinas de potencia	Término variable €/MVA
Transformadores €/MVA.	131
Máquinas de compensación de reactiva	Término variable €/MVAr
Reactancias €/MVAr.	11
Condensadores €/MVAr.	8

Fuente: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-18262

El tercer término añade ingresos según cuantas instalaciones se le ha hecho un trabajo de extensión de la vida útil. Este varía según el tiempo extendido de vida útil y otros parámetros, estando entre un 30% y un 50% del valor de retribución en concepto de operación y mantenimiento en el año n en el que se realiza la actividad de ampliación de vida útil. Este coste se establece como un OpEx, por ello.

El cuarto término es un incentivo o penalización que se le añade a la retribución según el grado de disponibilidad de transporte. El incentivo a la disponibilidad que podrá percibir REE el año n podrá oscilar entre el +2,5 por ciento y el -3,5 por ciento de su retribución por operación y mantenimiento de dicho año. Este término presiona a REE para que haga una gestión eficaz de la red y no ocurran errores que reduzcan la disponibilidad anual.

Las últimas retribuciones desglosadas por actividad del sistema publicadas, son las indicadas en la Orden TED/1343/2022, de 23 de diciembre, por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para los años 2017, 2018 y 2019. La retribución de 2022 se realizó a partir de los resultados de 2019 debido a ciertos retrasos legales producidos por demandas de REE sobre el método de cómputo de las retribuciones. Estos fueron como se ve en la Tabla 13.

Tabla 13: Total retribución de la red de transporte año 2019

	Retribución Inversión €	Retribución Operación y Mantenimiento €	Incentivo disponibilidad €	Retribución total €
REE, SA.	1.221.714.149	417.106.363	7.176.023	1.645.996.535

Fuente: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-24406

Además de la retribución por la actividad de transporte de energía eléctrica, REE obtiene un suplemento adicional, calculado según la Circular 4/2019 a partir de su OpEx y una tasa financiera de retribución, de 27 de noviembre por ser el operador del sistema eléctrico. En 2022, se le estableció una retribución por este concepto de 74.692 miles de €.

4.4 Riesgos considerados por REE.

Redeia, empresa matriz de REE, publica anualmente un informe de sostenibilidad en el que analiza la relación de la empresa con, entre otros, el cambio climático y su posicionamiento contra este. En él se informa de los avances realizados por la empresa en la aplicación de los 10 Principios del Pacto Mundial de Naciones Unidas en las áreas de derechos humanos, normas laborales,

medioambiente y lucha contra la corrupción y respecto a la contribución a los Objetivos de Desarrollo Sostenibles (ODS).

Cada año, el Consejo de Administración de Redeia revisa oportunidades que surgen del cambio climático. La idea es asegurarse de que estos aspectos se tengan en cuenta al hacer decisiones importantes y al planificar las actividades del grupo empresarial. Las nueva inversiones para la transición energética que la empresa declara en el informe de 2022 son:

1. Desarrollo de la red existente: integración de nueva potencia renovable, interconexiones, AVE y soporte a la mayor electrificación de la sociedad (inversión en líneas, subestaciones, interconexiones, sistemas de protección y otros equipos de control y monitorización de infraestructura de red).
2. Desarrollo del almacenamiento en los sistemas insulares.
3. Desarrollo de infraestructuras para la transición energética en Latinoamérica.

Dentro de este marco, la empresa también presenta una metodología basada en la norma ISO 31000 de control de riesgos, con el que evalúa los distintos imprevistos que pueden afectar a sus estrategias y objetivos de forma integral (Figura 14). En su gestión, se tiene en cuenta la valoración de los impactos asociados a estos riesgos como fase fundamental y la necesidad de establecer un valor del riesgo, que se mide cualitativamente como bajo, medio o alto.

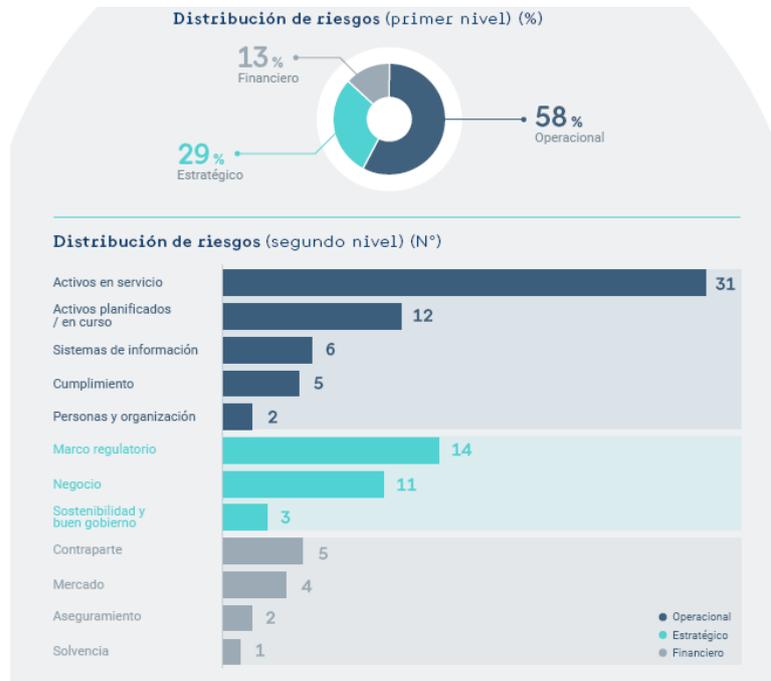
Figura 14: Procedimiento de gestión y control integral.



Fuente: Informe de sostenibilidad 2022. Redeia.

Siguiendo este procedimiento, Redeia encuentra un total de 96 riesgos que le afectan como empresa a nivel global en la actualidad. De este total, el 58% son riesgos operacionales y concretamente 31 son riesgos asociados a los activos en servicio (Figura 15).

Figura 15: Distribución de riesgos.



Fuente: Informe de sostenibilidad 2022. Redeia.

Si se consultan los riesgos que considera Redeia que influyen a sus activos en servicio hoy en día, no se destaca ninguno asociado al cambio climático. Estos han sido analizados por la empresa como “riesgos emergentes”, aquellos que se plantean como posibles debido a los cambios tendenciales climáticos y a los que están asignando ciertas acciones de mitigación.

Desde que Redeia aprobó su Compromiso de lucha contra el cambio climático en 2011, ha destacado la importancia de enfrentar los temas vinculados a la adaptación a este escenario. Con este fin, la empresa se prepara para los cambios físicos que resultan de las alteraciones en las condiciones climáticas (riesgos físicos), así como para otros desafíos relacionados con la mitigación del cambio climático (riesgos de transición).

La empresa se adhiere a las directrices propuestas por la *Task Force on Climate-Related Financial Disclosures* (TCFD) para manejar los riesgos asociados al clima. Ha implementado un método para identificar, priorizar y cuantificar económicamente estos riesgos, una estrategia que se inició en el sector eléctrico en 2019 y se extendió a las operaciones en Latinoamérica y telecomunicaciones en 2021. Los riesgos tal y como se describen en el Informe asociados a REE en escenarios de cambio climático se pueden ver en la Tabla 14.

Los riesgos que incluidos en la tabla son todos los que la empresa ha estudiado, pero solo considera como relevante aquellos calificados con nivel alto o medio-alto, siendo estos únicamente la afección a las instalaciones de intemperie, centrándose solo en los daños afectados a las líneas por vientos extremos. Estos son los únicos tratados como riesgos a corto plazo (Horizonte 2025), además de medio (Horizonte 2030) o a largo (Horizonte superior 2030).

Es importante remarcar que, en una nota a pie de página, la empresa indica que los costes asociados a estos dos riesgos relevantes son riesgos monetizados. Declara que el impacto financiero anual de cada uno es inferior al 2% de los resultados de Redeia si se aplican los planes de mitigación y pone de ejemplo como se ve “notablemente” reducido el impacto financiero gracias a las pólizas de seguros. Esta evaluación económica que Redeia ha realizado no está publicada para entender que variables han tenido en cuenta para llegar a tal estimación de costes, por lo que no se puede usar como fuente para complementar el modelo propuesto.

Estas conclusiones a las que llega la empresa se analizaran en más profundidad en la realización del modelado de los impactos en el siguiente capítulo de este trabajo.

Tabla 14: Riesgos físicos y de transición provocados por el cambio climático en REE.

Riesgos Asociados al Cambio Climático	Tipo de riesgo, nivel y horizonte temporal	Escenario	Impacto en el negocio	Tipo de impacto financiero	Acciones de mitigación.
Afección a las instalaciones de intemperie (líneas) por eventos extremos (vientos).	Riesgos físico Alto. C/M/L	RCP 4.5 RCP 8.5	- Daños en las infraestructuras. - Incremento de los costes de mantenimiento.	Incremento de costes	- Optimizar la gestión de los activos de la red de transporte. - Proyectos de mejora y refuerzo de instalaciones de la red de transporte.
Incendios bajo las líneas y en el entorno de las subestaciones eléctricas.	Riesgos físico Medio-Alto. C/M/L		- Afección al suministro eléctrico. - Impacto en la reputación, asociado al corte de suministro. - Posibles afecciones a terceros o al medio ambiente, en caso de incendios.		- Planes de talas. - Innovación. - Planes de contingencias. - Pólizas de seguros.
Daños a los equipos que se encuentran a la intemperie por elevadas temperaturas.	Riesgos físico Medio-Bajo. L	RCP 8.5	- Incremento de costes de reparación y reposición de equipos y reducción de su vida útil. - Incremento del coste de los equipos por modificación del diseño para aumentar la resiliencia.	Incremento de costes/ Reducción de ingresos	- Revisión detallada de las especificaciones técnicas (diseño) de los equipos. - Incorporación de requisitos técnicos adicionales, si fuera necesario. - Pólizas de seguros.

Daños en las infraestructuras, asociados a condiciones de desertificación.	Riesgos físico Medio-Bajo. L	RCP 8.5	- Daños en las infraestructuras. - Incremento de costes de mantenimiento. - Impacto en la reputación, asociado a un mal estado de las infraestructuras.	Reducción de ingresos	-Uso de materiales con mejor comportamiento frente a la corrosión. -Pólizas de seguros.
Marco retributivo asociado a la adaptación de las infraestructuras de red a las necesidades derivadas del cambio climático.	Riesgo de transición Medio-Bajo. M/L	RCP 4.5 RCP 8.5	- Pérdida económica asociada a un marco regulatorio desfavorable. - Costes asociados a la adaptación de las infraestructuras a las condiciones físicas derivadas del cambio climático.	Incremento de costes/ Reducción de ingresos	- Interlocución con el regulador. - Seguimiento y participación en procesos de desarrollos normativos.

Fuente: Informe de sostenibilidad 2022. Redeia.

4.5 Resultados y cuentas.

Para tener una visión global del valor los activos que REE tiene en la península para el momento de modelar los impactos del cambio climático en ellos, se consulta el Informe de cuentas de 2022, concretamente sus cuentas anuales consolidadas. La información que se publica es parte de las cuentas oficiales de Redeia y, por tanto, hay que diferenciar entre los valores de las distintas actividades de la empresa aparte de la gestión del sistema eléctrico español. Las cuentas resumidas de 2022 y 2021 para la actividad de Gestión y Operación de infraestructuras eléctricas Nacionales se puede consultar en la Tabla 15.

Tabla 15: Resultados de Redeia para el segmento de Gestión y operación de infraestructuras eléctricas (Nacional).

(Miles de €)	31 de diciembre de 2022	31 de diciembre de 2021
Importe neto de la cifra de negocios	1.599.006	1.609.689
Depreciación y amortización	(390.698)	(387.160)
Resultado de Explotación	754.167	822.068
Ingresos financieros	2.318	53
Gastos financieros	(74.182)	(86.761)
Impuesto sobre beneficios	(168.740)	(182.514)
Resultado de la Sociedad dominante después de impuestos	513.558	552.845
Activos del segmento	10.589.169	9.751.003
Pasivos del segmento	7.224.012	7.503.356

Fuente: Informe de cuentas consolidadas 2022. Redeia.

Estos resultados muestran cómo ha existido un bajada en 2022 respecto a 2021 de los resultados nacionales de REE. Así mismo, los activos en España de REE han aumentado de 9.751 millones de € a 10.589 millones de €, suponiéndose que parte de este aumento ha sido en los activos físicos de la red o, como se define en las cuentas, inmovilizado material. La proporción de inmovilizado material por segmento no ha sido publicada, por lo que se ve necesario conocer la estructura de activos no corrientes completa de Redeia. Un resumen de esta se puede visualizar en la Tabla 16.

Tabla 16: Activos de Redeia.

(Miles de €)	31 de diciembre de 2022	31 de diciembre de 2021
Inmovilizado intangible	855.147	720.619
Inmovilizado material	9.626.805	9.575.848
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	891.617	587.983
Activos financieros no corrientes	275.593	114.689
Total Activo no Corriente	11.834.213	11.097.068
Existencias	41.321	26.535
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	1.358.657	1.260.956
Otros activos financieros corrientes	752.505	25.401
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	794.824	1.574.427
Total Activo Corriente	2.947.307	2.887.410
Total Activo	14.781.520	13.984.478

Fuente: Informe de cuentas consolidadas 2022. Redeia.

Debido a la agregación del inmovilizado material en una única partida, es necesario seleccionar cual es la cantidad de inmovilizado material asignado al sistema eléctrico español. En el desglose publicado de inmovilizado material se puede obtener información sobre ello (Tabla 15). Se comprueba que la gran mayoría de los activos inmovilizados materiales de Redeia son principalmente instalaciones de sistema eléctrico, pero no se distingue entre el inmovilizado material de España u otros países dónde tienen la misma clase de activos.

Tabla 17: Inmovilizado material Redeia.

(Miles de €)	31 de diciembre de 2022	31 de diciembre de 2021	31 de diciembre de 2020
Terrenos y construcciones	128.341	114.079	115.765
Instalaciones técnicas de energía eléctrica	15.564.405	15.139.813	14.787.613
Otras instalaciones, maquinaria, utillaje, mobiliario y otro inmovilizado	294.437	283.010	267.109
Anticipos e inmovilizado material en curso	1.136.610	1.076.691	926.486
Total Coste	18.580.118	18.042.147	17.504.220
Amortización construcciones	(34.640)	(31.147)	(29.870)
Amortización Instalaciones técnicas de energía eléctrica	(7.965.679)	(7.600.559)	(7.240.156)
Amortización Otras instalaciones, maquinaria, utillaje, mobiliario y otro inmovilizado	(257.715)	(247.642)	(236.176)
Total Amortización Acumulada	(8.741.010)	(8.254.114)	(7.778.839)
Deterioro terrenos y construcciones	(1.091)	(1.091)	(1.091)
Deterioro Instalaciones técnicas de energía eléctrica	(95.544)	(95.544)	(95.544)
Deterioro otras instalaciones, maquinaria, utillaje, mobiliario y otro inmovilizado	(11.407)	(11.407)	(11.407)
Deterioros de valor	(212.305)	(212.185)	(214.136)
Valor Neto	9.626.803	9.575.848	9.511.245

Fuente: Informe de cuentas consolidadas 2022. Redeia.

Otra información útil para el modelado es la que se ve obligada a publicar Redeia debido al Reglamento Delegado 2021/2178 de la Comisión Europea de desarrollo del artículo 8 del Reglamento de Taxonomía, sobre la Transparencia de las empresas en los estados no financieros. Concretamente, este Reglamento obliga a divulgar la información de las actividades económicas sostenibles desde el punto de vista medioambiental según los indicadores de:

1. La proporción de su facturación (Importe Neto de la Cifra de Negocios – INCN) que procede de productos o servicios relacionados con actividades económicas.
2. La proporción del total de su activo fijo (CapEx) y la proporción de sus gastos de explotación (OpEx) relacionados con activos o procesos asociados a actividades económicas que se consideren medioambientalmente sostenibles.

Esta información, el Grupo construye estos dos indicadores con estos datos tal como indican en su informe de gestión:

1. INCN: ya que la descripción aportada por el Reglamento coincide con los criterios contables para la clasificación del epígrafe “Importe Neto de la Cifra de Negocios” de los estados financieros, se ha considerado directamente el INCN, neto de ajustes de consolidación.
2. CapEx: la descripción incluida en el Reglamento coincide con la relativa a la contabilización de las altas de inmovilizado, por lo que directamente se ha podido considerar esta cifra de las Cuentas anuales de Red Eléctrica.
3. OpEx: ya que el Reglamento determina que se tienen que considerar solamente las actividades que se relacionan con la investigación y el desarrollo, las medidas de renovación de edificios, los arrendamientos a corto plazo, el mantenimiento y las reparaciones, así como otros gastos directos relacionados con el mantenimiento diario de los activos del inmovilizado, se han diferenciado, del total de gastos, aquellos que cumplen con la descripción comentada.

Esta información es de gran utilidad para los objetivos de este trabajo. al poder esta manera asignar unos gastos de explotación y de inversión para el ejercicio de 2022 respecto a 2021. Estos datos quedan resumidos en la Tabla 18.

Tabla 18: Indicadores clave de resultados volumen de negocios, OpEx y CapEx Redeia 2022.

(Miles de €)	CapEx absoluto	OpEx absoluto	Volumen de negocios absoluto
Gestión y operación de infraestructuras eléctricas nacionales. REE. (Mitigación del cambio climático 100%)	470.370	422.084	1.595.973
Gestión y operación de infraestructuras eléctricas internacionales.	26.273	19.614	70.564
Total Elegible.	496.643	441.698	1.666.537
Telecomunicaciones Negocio Satelital.	87.044	3.409	226.008
Telecomunicaciones Fibra Óptica.	6.699	23.700	96.545
Otros negocios, Corp. y ajustes.	22.937	-	25.946
Total No Elegible.	116.680	27.109	348.499
TOTAL	613.323	468.807	2.015.036

Fuente: Informe de cuentas consolidadas 2022. Redeia.

5 Modelado de los riesgos económicos.

5.1 Revisión de datos climáticos.

Para evaluar el futuro de la red de transporte según la cantidad de emisiones de efecto invernadero que se lleguen a producir, se usaran datos EUROCORDEX regionalizados por comunidades autónomas según los dos escenarios climáticos RCP4.5 y RCP8.5. Estos dos escenarios se pueden considerar como el escenario climático más probable de ocurrir y el que más impactos produzca en la red de transporte, respectivamente. La metodología a aplicar, por tanto, se repetirá para ambos escenarios y sus consecuencias.

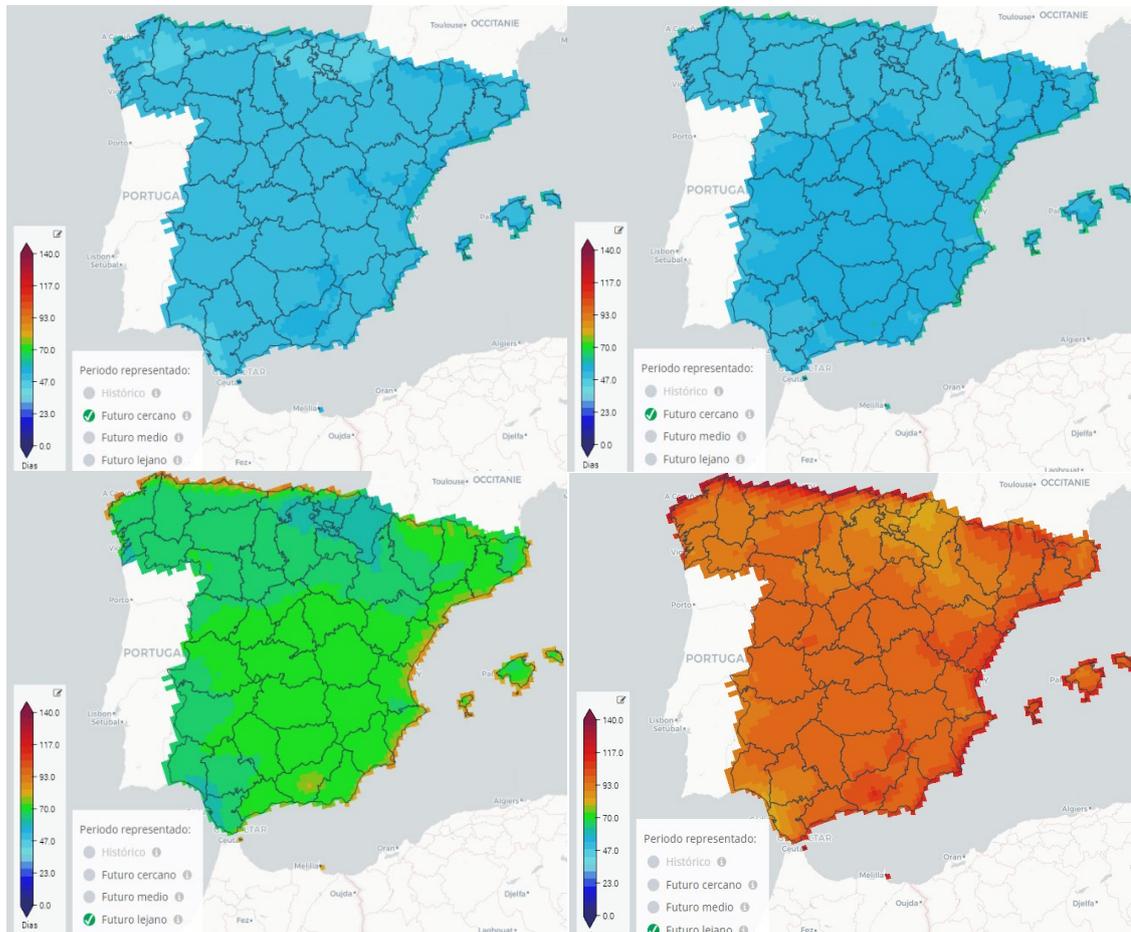
Los dos conjuntos de datos se acceden a través de la herramienta web Visor de Escenarios de Cambio Climático de la plataforma AdapteCCa del MITERD. La información climática utilizada son los valores medios de las proyecciones en rejilla EUROCORDEX y no un modelo individual específico. El visor permite regionalizar estos datos y trabajar con ellos según distintas regiones del terreno español peninsular, islas baleares y ciudades autónomas. Debido a las características de la red peninsular distintas a las insulares y de ciudades autónomas, estas últimas se consideran fuera del alcance del trabajo. Las variables que se consideran como útiles tras el análisis realizado en los anteriores capítulos son:

5.1.1 Número de días cálidos por provincia.

Número de días en un periodo de tiempo cuya temperatura máxima supera el percentil 90 de un periodo climático de referencia: 1971-2000 (Figura 16). Los periodos de medición elegidos son 2022, 2040 (Cercano), 2070 (Medio) y 2100 (Lejano).

Con esta selección de datos se busca establecer el periodo base en 2022 por provincia y calcular el porcentaje de aumento de días respecto a la base que implicarían una reducción puntual de la capacidad de las líneas de transporte por aumento anómalo de temperaturas.

Figura 16: N° días cálidos de 0 a 140 días para todo el año. Periodos futuro cercano y lejano (media 30 años). Izquierda RCP 4.5 y derecha RCP 8.5.



Fuente: <https://escenarios.adaptecca.es/>

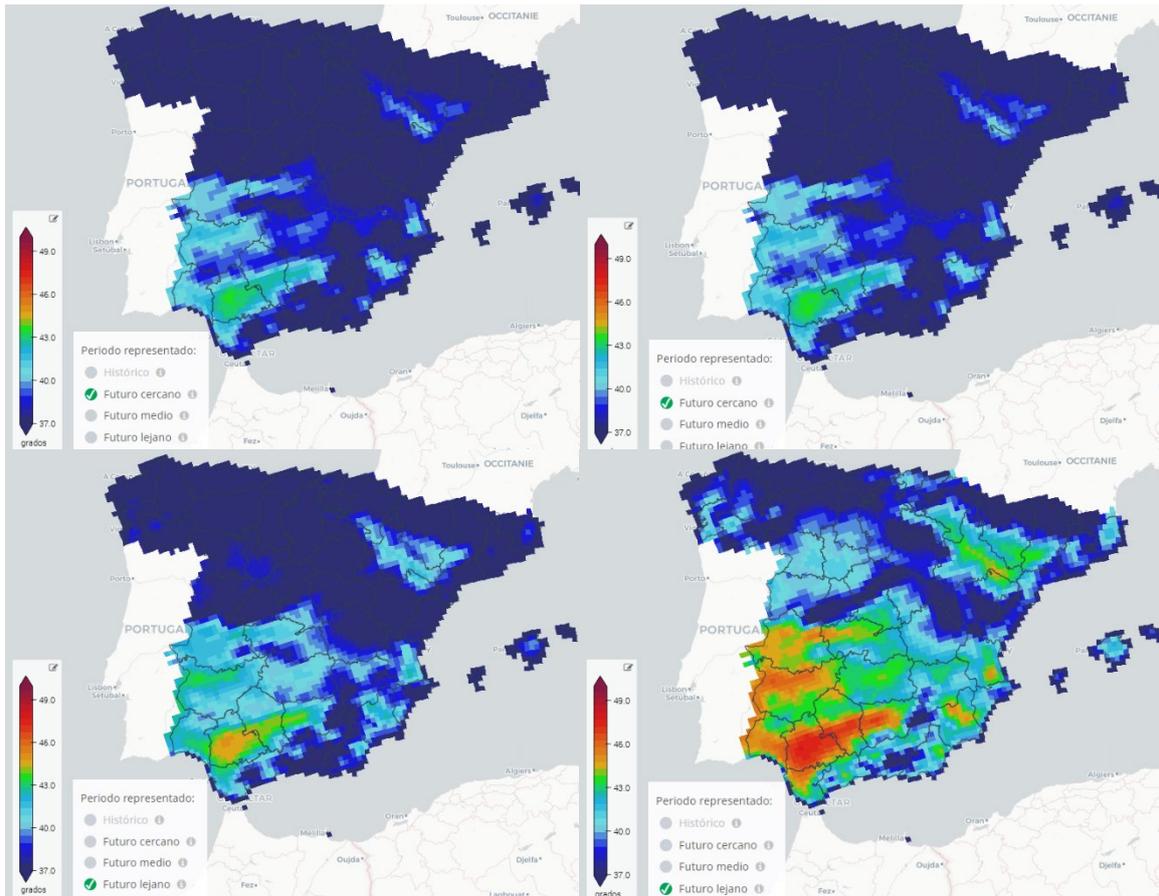
5.1.2 Temperatura máxima extrema por provincia.

Máximo de las temperaturas máximas diarias en un período de tiempo (Figura 17). Se tomará datos de cada una de las provincias para establecer un límite superior de rango de temperaturas de los días calurosos. Los periodos de medición elegidos son 2022, 2040 (Cercano), 2070 (Medio) y 2100 (Lejano).

Con establecer un límite superior de temperatura por provincia se es capaz de evaluar que provincias llegarán a superar los 40 °C en el futuro. Se comprueba, respecto a la base de 2022, cuanto aumenta la temperatura máxima absoluta por provincia. Con esto se busca establecer que zonas de la red eléctrica sufrirán mayor o menor cambio de temperaturas récord y, además, evaluar que zonas del sistema de transporte eléctrico, que se suponen que no están preparadas para temperaturas superiores a 40 °C, empezarán a llegar a temperaturas tan calurosas.

Es necesario comentar que estas temperaturas no son puntuales, sino suavizadas a una determinada extensión de aproximadamente 100 km² por celda de rejilla. Por lo que una temperatura récord captada por una estación meteorológica no es representativa de una región alrededor de ella, sea de la celda o de una provincia formada por varias de ellas. Aun así, se supondrá una temperatura probable en cualquier punto de la provincia, siempre que esté un rango de $\pm 3^{\circ}\text{C}$ a la media provincial.

Figura 17: Temperatura máxima extrema de 37 °C a 50 °C para todo el año. Periodos futuro cercano y lejano (media 30 años). Izquierda RCP 4.5 y derecha RCP 8.5.



Fuente: <https://escenarios.adaptecca.es/>

5.1.3 Percentil 95 de la temperatura máxima diaria por provincia.

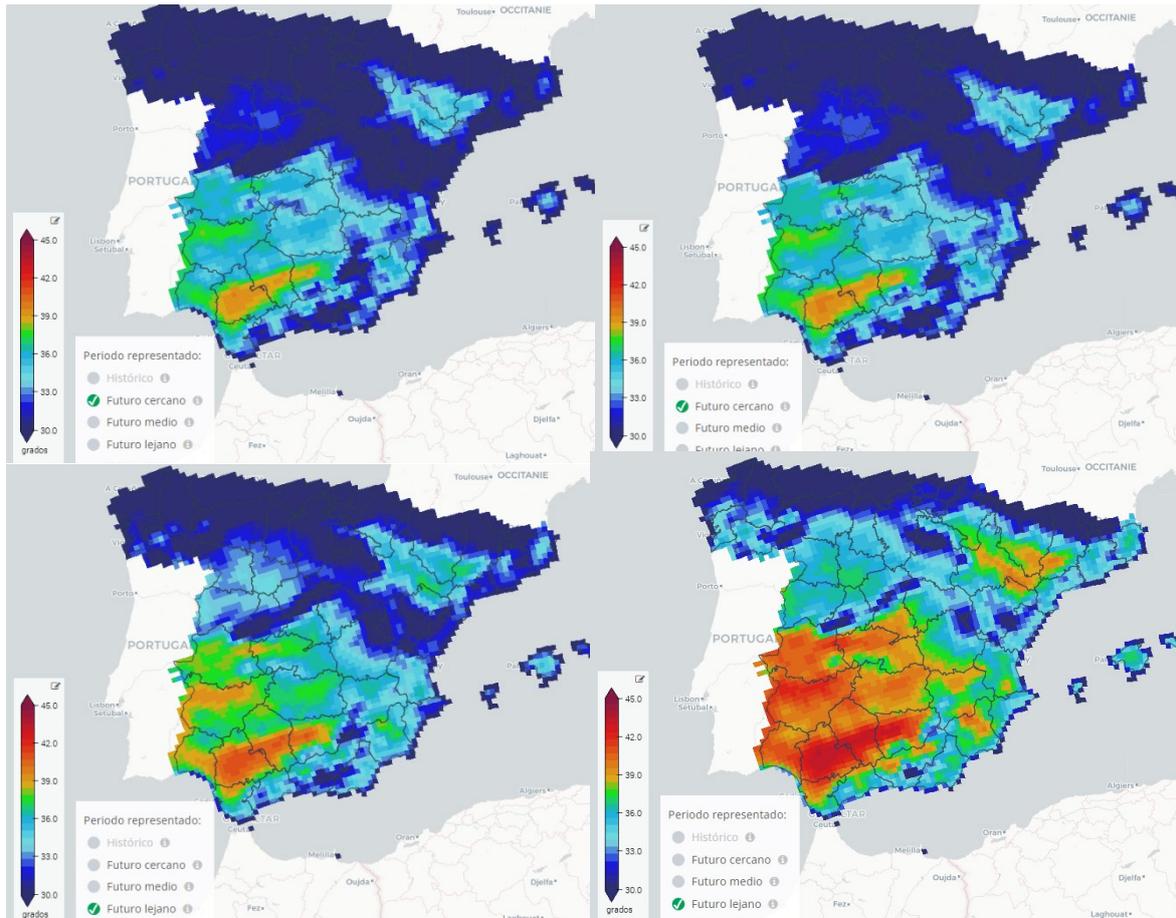
Valor bajo el cual se encuentran el 95% de las temperaturas máximas de un periodo de tiempo (Figura 18). Se tomará datos de todo el año por provincia para establecer un límite inferior de rango de temperaturas de los días calurosos y calcular un número de días aproximados a ese mínimo de temperatura. Los periodos de medición elegidos son 2022, 2040 (Cercano), 2070 (Medio) y 2100 (Lejano).

Ya que en los datos recopilados en el visor no se puede medir el número de días a una determinada temperatura en la península, se utilizará esta variable y se derivará una estimación del

número días a esa temperatura o más. Si una zona del mapa se indica como 40 °C, esto significará que pueden superar sus temperaturas durante alrededor de 18 días por estación.

Debido a que en las variables existirán zonas a más de 40 °C, es interesante inferir un número de días a más de 40 °C a partir de ellas. Se utilizará la suposición de que por cada grado superior a 40 °C obtenido en la variable, aumentan en 3 días los periodos extremadamente calurosos.

Figura 18: Percentil 95 de la temperatura máxima diaria de 30 °C a 45 °C para todo el año. Periodos futuro cercano y lejano (media 30 años). Izquierda RCP 4.5 y derecha RCP 8.5.



Fuente: <https://escenarios.adaptecca.es/>

5.1.4 Incendios forestales.

Para modelar los riesgos por destrucción del sistema de transporte eléctrico previstos por REE, se utilizará la investigación realizada por Moreno Rodríguez et al (2015). La conclusión principal a la que se llega en el estudio es el que el cambio climático aumentará la frecuencia de situación de incendios peligrosos. Aun así, se avisa que se necesita una cartografía histórica más completa para anticipar los impactos más indeseados, junto con estudiar en mayor manera la interfaz urbano-forestal. Con esto se avisa que, a partir de mediados de siglo, es necesario proyectar con climáticos estimados y no con los históricos debido al aumento significativo de las emisiones esperadas.

El área cartografiada histórica de incendios se presenta en el documento (Figura 19) y se establece que para la estación típica de incendios (junio-septiembre) en España, se pasaría a un incremento promedio de 50 días en la estación de incendios en la península. Con ello, se calcula que el 90% de los días de este periodo estarían por encima del valor medio de riesgo actual de incendios (Figura 20).

Figura 19: Número de incendios en España en el último siglo y área quemada.

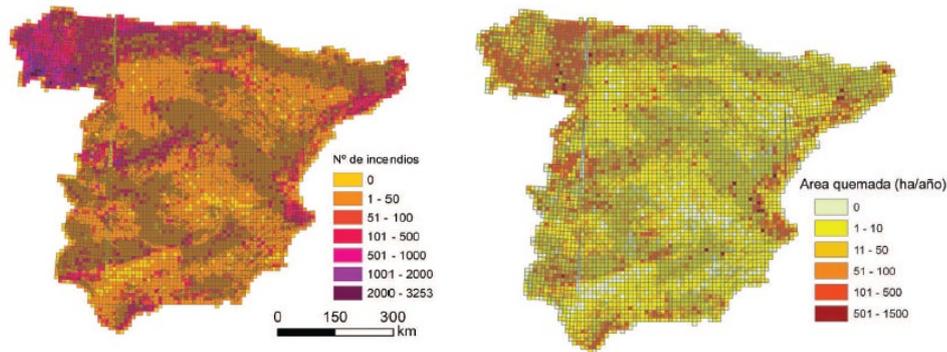
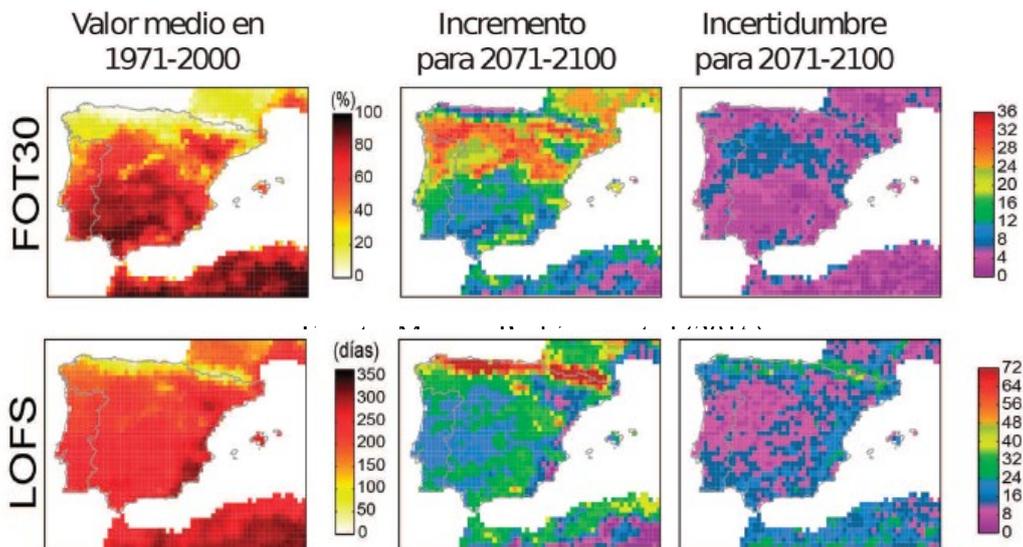


Figura 20: Porcentaje de días de la estación de incendios que exceden el valor medio actual (FOT30) y días de duración de la estación de incendios (LOFS).



Fuente: Moreno Rodríguez et al (2015)

Además, según la Declaración ambiental EMAS 2019 de junio de 2020 realizada por REE, la empresa declara que se asignan 1.040.000 € en convenios de colaboración con las administraciones comunitarias para la prevención y lucha contra incendios forestales desde 2019 hasta 2023.

Como no se ha llegado a obtener información suficiente para correlacionar el aumento de incendios de una zona con un determinado incremento en los costes de mantenimiento o inversión de la red de transporte, este impacto se ha modelado como una consecuencia de cada tipo escenario.

Se considera que el RCP4.5 no implicará un aumento descontrolado de los incendios y solo supondrá un aumento en costes de protección antiincendios y prevención. En el RCP8.5 si se considerará un incremento que supere los recursos de mitigación de incendios de las comunidades autónomas e impliquen mayores costes y pérdidas.

5.2 Metodología.

5.2.1 Datos de la red de transporte.

Los datos seleccionados de la revisión de fuentes realizada en los anteriores capítulos de este trabajo para el cálculo de los impactos del cambio climático en REE son:

1. Series estadísticas del sistema eléctrico español (julio 2023): Contabilidad desde 2017 hasta 2022 de 5 datos sobre el sistema de transporte eléctrico proporcionado por REE desglosado en comunidades autónomas. Se usa la información sobre potencia de transformación instalada (MVA), longitud total de las líneas de 400 kV y 220 kV por separado (km) y número de posiciones de subestación de 400 kV y 220 kV por separado (nº).
2. Procedimiento de Operación 13.1. Capacidad de transporte en función de la temperatura ambiente (MVA): Capacidades de transporte de líneas normalizadas que se ha calculado con un margen de seguridad adicional de 10 °C.
3. Plan de desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica. Período 2021-2026: Se utilizan la información de distintos proyectos individuales para comparar los precios reales de las instalaciones de transporte. Se usa la proporción de posiciones convencionales y blindadas sobre las totales. Se utiliza el número de líneas aéreas y subterráneas respecto a las totales de nueva construcción. Escenarios de evolución de la demanda (Figura 10).
4. Orden IET/2659/2015, de 11 de diciembre. Instalaciones tipo y valores unitarios de referencia de inversión por elemento de inmovilizado: Se utilizan los valores variables de todos los elementos de la Tabla 11. Se tiene en cuenta el establecimiento de una vida útil regulatoria de 40 años del Artículo 4.
5. Circular 7/2019, de 5 de diciembre. Valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento: Se utilizan todos los valores de la Tabla 12 excepto los de las posiciones móviles y máquinas de compensación de reactiva.
6. Circular 2/2019, de 12 de noviembre. Tasa de retribución financiera para transporte y distribución de energía eléctrica para el período regulatorio 2020-2025. Se tienen en cuenta los parámetros para transporte y distribución de energía eléctrica y la tasa de retribución financiera para el transporte y distribución de energía eléctrica.

7. Orden TED/1343/2022, de 23 de diciembre. Total retribución de la red de transporte año 2019: Retribución por inversión, retribución por Operación y Mantenimiento y retribución total.
8. Cuentas Anuales Consolidadas 2022. Redeia.: Importe neto de la cifra de negocios, resultado de explotación y Resultado de la Sociedad dominante después de impuestos 2021 y 2022 (Tabla 15), Total Coste (Sin amortización ni deterioro de valor) de Redeia años 2020, 2021 y 2022 (Tabla 17), CapEx absoluto, OpEx absoluto y Volumen de negocios absoluto (Tabla 18)
9. Circular 5/2019, de 5 de diciembre: Fórmula de retribución financiera de la inversión de la instalación j en el año n y retribución en concepto de operación y mantenimiento de una instalación j de la red de transporte en el año n .
10. IPN/CNMC/046/21. Informe retribución transporte electricidad 2017-2019. Cálculo de la retribución conforme a lo recogido en apartados anteriores: Aunque todos los anexos de cálculos son confidenciales, se utiliza la tabla de retribución por inmovilizado según periodo de construcción como comprobación de cálculo de la metodología propuesta en el anterior punto.
11. INF/DE/037/20. Acuerdo Por El Que Se Emite Informe Sobre Los Planes De Inversión Anuales Y Plurianuales De Las Empresas Propietarias De Instalaciones De Transporte De Energía Eléctrica. Periodo 2020-2022. Análisis del Plan de Inversión Periodo 2020-2022 de RED ELECTRICA DE ESPAÑA, S.A.: Siendo el mismo caso de confidencialidad del anterior punto, se utiliza el análisis de este informe como verificación de las estimaciones realizadas.

5.2.2 Metodología y suposiciones aplicadas.

Aún con la extensión de los datos utilizados, ha sido necesario establecer una serie de parámetros y escenarios tendenciales de crecimiento que no tienen por qué corresponderse con la realidad técnica o económica de REE. El que existan estas suposiciones se considera una necesidad metodológica debido a la gran cantidad de información que sería necesaria que estuviese publicada o que no ha sido adaptada a la problemática al alcance de este trabajo.

Problemas, como la información confidencial empresarial de REE o la incapacidad de acceder a las bases de datos de REE sobre las instalaciones peninsulares, son ineludibles para un investigador externo a la empresa. También, la novedad del problema planteado supone la incapacidad de comparar con otros estudios realizados, ya que estos hoy en día no se publican o directamente, pueden no haberse llegado hacer. Como se ha comentado anteriormente, la estimación de impactos a la que hace referencia REE no ha llegado a ser publicada. Información que podría suponerse básica como el número de km de líneas por provincia, apoyos de las líneas aéreas o el número de subestaciones en propiedad de REE no están para un libre acceso.

Además, a nivel técnico, la información sobre el comportamiento específico de las instalaciones eléctricas de transporte tampoco es fácilmente accesible al no tener constancia de los modelos específicos, clases climáticas utilizadas en la península o siquiera suministradores de los que obtener hojas técnicas. Esto es debido principalmente a que las condiciones normales de funcionamiento de los elementos de la red se consideran bajo condiciones de servicio normales mientras operen a temperaturas menores de 40 °. Por ello, no se suele facilitar públicamente la información de operación fuera de estas condiciones, por ejemplo, a 50 °C. Mientras se puede tener una visión general del efecto que los aumentos de temperatura pueden suponer en los elementos de la red, el grado de impacto que puede tener, por ejemplo, un aumento de temperatura en un transformador de aceite frente a un transformador de estado sólido no es despreciable.

A nivel de datos climáticos, la gran incertidumbre sobre qué trayectoria de emisiones de gases de efecto invernadero acabará ocurriendo obliga a decantarse, por ejemplo, a unos determinados, como es el RCP 4.5 o RCP 8.5, pero existen una gran variedad de estos escenarios posibles a tener en cuenta. Otro problema de los datos utilizados es la dificultad de regionalizar en provincias y comunidades autónomas sin caer en distintos sesgos estadísticos, como el aplicar temperaturas de una determinada estación a una región de 100 km². Numerosos expertos están trabajando para dar cada vez mejores estimaciones de variables climáticas y siempre se espera que un set de datos utilizados hoy sea superado por uno mejor publicado dentro de un mes. Nuestro trabajo, como se ha comentado en la Revisión de datos climáticos., ha utilizado los valores medios regionalizados de múltiples proyectos individuales asociados a EUROCORDEX.

Para intentar sobrepasar estos problemas, este trabajo propone una metodología y una serie de suposiciones que deben ser profundizadas por investigaciones futuras que tengan acceso a mayor cantidad de datos o cuenten con expertos especializados para comprobar su validez. La aplicación concreta de estos puntos se puede consultar en los Anexos de cálculo.:

1. El crecimiento anual de inversiones en la red de transporte en los periodos 2022-2040 (18 años), 2040-2070 y 2070-2100 (30 años) se considera constante.
2. Toda provincia se considera que puede llegar a la magnitud medida para una variable climática en un determinado periodo.
3. Se asume que todas las provincias de una comunidad autónoma tienen la misma proporción respecto al total de comunidad de elementos eléctricos según sus magnitudes: MVA, Km de líneas de 220 kV y 400 kV y número de posiciones de 220 y 400 kV.
4. Se suponen 3 escenarios posibles de crecimiento de los activos de REE evaluados para los tres periodos descritos en el punto 1:
 - a. Escenario ideal que mantiene constante el crecimiento de elementos instalados en la península en los últimos 5 años para los próximos 78 años. Se mantiene la regulación de retribuciones y precios del sector de transporte eléctrico como 2022.

- b. Escenario afectado por el cambio climático según los cálculos realizados del escenario RCP 4.5. Se mantiene la tendencia ideal, pero incrementando el coste de explotación según los gastos adicionales que supone el cambio climático y una menor tasa de retribución al aumentarse las inversiones de repotenciación para una misma.
 - c. Escenario afectado por el cambio climático según los cálculos realizados del escenario RCP 8.5. Se mantiene la tendencia ideal, pero incrementando el coste de explotación al doble que en el escenario de RCP 4.5 y una tasa de retribución menor que RCP 4.5.
5. Se calculan dos escenarios de mitigación del cambio climático diferenciados (RCP4.5 y RCP8.5) sin influencia entre ellos. No pueden existir salto entre ambos.
 6. El hecho de intervenir e invertir en un periodo supone una protección al cambio climático para los siguientes periodos. No se considera que una misma instalación pueda sufrir dos veces problemas debidos al cambio climático.
 7. Se considera que el crecimiento porcentual de los días cálidos respecto a un periodo anterior en un año es proporcional al porcentaje de la potencia de transformación (MVA) de la provincia, al que se le debe hacer una inversión de repotenciación para mantenerla en condiciones normales de funcionamiento. Además, se considera que por cada grado que aumente el percentil 95 de la temperatura máxima diaria por provincia, esto supone una caída adicional de la capacidad de transformación de la red provincial. Esta caída está relacionada con la proporción de líneas de 220 kV y 400 kV existentes en la provincia y a sus capacidades de transporte en MVA.
 8. La cantidad de posiciones afectadas por el cambio climático en una provincia y a las que deben de hacer inversión de repuesto se considera directamente proporcional al porcentaje afectado de capacidad de transformación y a la proporción de posiciones de 400 kV o 220 kV en la provincia. Se añade un extra de 10% posiciones intervenidas en la provincia si en ese periodo ocurre un aumento de la temperatura máxima extrema en 5 °C.
 9. Los kilómetros de red de 220 kV y 400 kV afectados en un periodo es proporcional de la capacidad de transformación afectada en el mismo periodo. Se consideran que las redes de 220 kV son más sensibles a aumentos de temperatura que las de 400 kV debido a su menor capacidad de transporte. Se tiene en cuenta la misma proporción de líneas de distintos voltaje instalada en la provincia.
 10. No se consideran las redes peninsulares de voltaje inferior a 220 kV.
 11. Para calcular el valor de CapEx y OpEx de cada periodo se utilizan los valores unitarios de las instalaciones de transporte para inversión y mantenimiento. Se ponderan los precios de una misma categoría siguiendo la frecuencia con la que se eligen en el Plan de desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica.

12. Se acepta que el valor de CapEx y OpEx declarado por las Cuentas Anuales de Redeia para 2022 es invertido al 90% en instalaciones peninsulares. Esta proporción se asume constante en los siguientes periodos calculados.
13. Se asume que la capacidad de transformación, kilómetros de líneas y número de posiciones son los principales generadores de costes de cada periodo. Se asume un error asociado a estos en 2022 al ser el coste total de inversión y mantenimiento menor al total invertido en CapEx y OpEx. Este error, o coste flotante, se considera proporcional y constante en cada periodo calculado. Este coste flotante es mucho menor en el OpEx que en el CapEx debido a que existen valores unitarios fijos no tenidos en cuenta al calcular los costes de CapEx.
14. Se consideran que la retribución de 2022 respecto al total de inmovilizado de Redeia como la tasa de retribución por inversión. Un aumento de inmovilizado según el CapEx invertido en el mismo periodo supondrá un ingreso por inversión calculado con esta tasa.
15. La retribución por operación y mantenimiento crece según una tasa de retribución del 5,4% respecto al total de instalaciones en la península y su precio.
16. Al no estar desglosados las retribuciones de REE para 2022 según inversión u operación y mantenimiento, se utiliza la proporción de estas retribuciones respecto al total de 2019. La retribución total de 2022 por la actividad de 2022 es conocida.
17. Se consideran las retribuciones por incentivo de disponibilidad y por operación del sistema eléctrico despreciables. La reducción de estos ingresos se ajusta con un aumento de la retribución por inversión.
18. Los ingresos en el escenario ideal se calculan en cada periodo a partir del total de CapEx y OpEx del periodo. A estos valores se le aplica la tasa de retribución pertinente obtenida del histórico y comparada con la normativa. En los escenarios de RCP 4.5 y RCP 8.5 se aplica una reducción de ingresos proporcional a la cantidad de inversión en mitigación del cambio climático realizada en el mismo periodo. Esta reducción es el doble en RCP 8.5 a la de RCP 4.5. Se considera que la reducción de ingresos existe solo si ha habido un incremento de inversión en mitigación respecto al anterior periodo.
19. Se aplica una reducción igual a los beneficios en los escenarios RCP 4.5 y RCP 8.5 debido a que los aumentos de inversión y gasto por cambio climático se esperan que influyan en los salarios y otros costes indirectos de REE.
20. Para cada periodo del escenario ideal de cálculo, se considera que cada año tendrá unos ingresos, gastos y beneficios proporcionales respecto a la evolución histórica.
21. No se consideran cambios de normativa o cambios en el funcionamiento de REE asociados al cambio climático en los 88 años estudiados. No se considera una negociación activa con el regulador cada año.
22. No se han considerado otros posibles impactos climáticos como incrementos en corrimientos de tierra que dañen los apoyos de líneas aéreas, inundaciones que afecten las instalaciones de

transporte. Esto es así al no existir información que correlacione estos eventos con nuevos gastos.

23. Aunque no se ha tenido en cuenta en los cálculos, se supone que la retribución de la empresa siempre será cubierta por los peajes de acceso a la red de transporte. En caso de que esto no ocurriese, no sería justificable una tasa de retribución constante de cada año o, tal vez, ni siquiera la metodología de retribución de REE propuesta por la CNMC.
24. El generador de ingresos de la empresa se consideran las nuevas y pasadas inversiones (CapEx). Según la metodología regulada de retribución, CapEx y OpEx tienen misma tasa de retribución, aun siendo más complejo el cálculo de la primera retribución. Que la normativa asumiese la repotenciación de redes como un OpEx no supondría un cambio significativo en los ingresos finales.
25. Como monopolio natural que opera el sector estratégico de transporte eléctrico español, se acepta que en los cálculos realizados la empresa no llegue a entrar en ningún momento en pérdidas.

6 Resultados.

Después de la elaboración de hoja de cálculo, se obtienen los siguientes valores cuantitativos con el que basar nuestras estimaciones:

1. El aumento de la temperatura ocurrirá en todas las zonas de España y en ambos escenarios de cambio climático. Temperaturas mínimas y máximas ascenderán con tendencias similares. Sin embargo, el escenario RCP 8.5 provocará un aumento de aproximadamente 2 °C de las temperaturas máximas más calurosas del año, entre periodos de media en la península. El escenario RCP 4.5 seguirá una tendencia parecida al RCP 8,5 pero más lenta, al solo aumentar en todo el territorio aproximadamente 1 °C.

Las zonas de la península más afectadas por el cambio climático en ambos escenarios (Figura 21), al aumentar más las temperaturas y los picos extremos desde 2022, son la submeseta meridional, septentrional y los sistemas béticos (Rojo). Le seguirían la mayoría de las regiones costeras de la península y las depresiones del Ebro y Guadalquivir (Amarillo), que no sufrirán cambios muy rápidos de temperatura, pero no se salvarían del incremento generalizado comentado en el anterior punto. Las zonas menos afectadas sería la costa del Mar Cantábrico y la cordillera cantábrica, además de los Pirineos (Azul). Esta última zona sufriría un aumento generalizado de los días calurosos, pero las temperaturas máximas tendrán una tendencia de crecimiento mucho menor a la media peninsular.

Figura 21: Ubicación aproximada de 3 zonas geográficas según grado de impacto de las variables estudiadas.



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos y de:

https://www.ign.es/espmmap/mambiente_eso.htm

2. Debido a la distribución heterogénea de la red eléctrica de transporte en las distintas comunidades autónomas, que una provincia esté ubicada en una zona de alto impacto (roja) no supone que siempre exista una gran cantidad de elementos de la red en peligro. El impacto en la capacidad de transporte en las 5 provincias mayor y menor afectadas se puede visualizar según escenario en la Tabla 19 y Tabla 20. Se consideran las comunidades autónomas uniprovinciales más fiables.

Tabla 19: Provincias que sufren mayor y menor impacto en la capacidad de transformación por periodo en RCP 4.5.

Más Imp.	1º	2º	3º	4º	5º
2040	Madrid	Murcia	Alicante	Valencia	Castellón
2070	Madrid	Murcia	Alicante	Barcelona	Gerona
2100	Murcia	Madrid	Albacete	Soria	Burgos
Menos Imp.	1º	2º	3º	4º	5º
2040	Guadalajara	Cuenca	Toledo	Ciudad Real	Albacete
2070	La Rioja	Guadalajara	Cuenca	Toledo	Ciudad Real
2100	Huesca	Salamanca	Guadalajara	Cuenca	Toledo

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos.

Tabla 20: Provincias que sufren mayor y menor impacto en la capacidad de transformación por periodo en RCP 8.5.

Más Imp.	1º	2º	3º	4º	5º
2040	Madrid	Murcia	Alicante	Valencia	Castellón
2070	Madrid	Murcia	Albacete	Orense	Pontevedra
2100	Madrid	Barcelona	Lleida	Cáceres	Tarragona
Menos Imp.	1º	2º	3º	4º	5º
2040	La Rioja	Guadalajara	Cuenca	Toledo	Ciudad Real
2070	Guadalajara	Cuenca	Toledo	Ciudad Real	León
2100	La Rioja	Toledo	Ciudad Real	Guadalajara	Albacete

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos.

Según el porcentaje de los elementos de la red de transporte total afectado por periodo en toda la península se pueden diferenciar dos tendencias de impacto entre el escenario RCP 4.5 y RCP 8.5 (Tabla 21).

Tabla 21: Porcentaje de los elementos de la red de transporte afectados por el cambio climático en cada periodo de cálculo.

RCP 4.5	Capacidad MVA	Posiciones 400 KV	Posiciones 220 KV	Líneas 400 KV	Líneas 220 KV
2040	1,37%	1,02%	3,66%	0,80%	2,65%
2070	4,65%	3,40%	9,39%	2,80%	7,84%
2100	2,35%	4,08%	4,29%	1,31%	2,46%
RCP 8.5	Capacidad MVA	Posiciones 400 KV	Posiciones 220 KV	Líneas 400 KV	Líneas 220 KV
2.040	5,20%	3,78%	10,14%	3,03%	8,68%
2070	7,56%	7,98%	14,42%	4,42%	11,19%
2100	10,41%	7,29%	19,57%	5,60%	17,78%

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos.

En el escenario RCP 4.5 se puede apreciar un decrecimiento significativo de los impactos para 2100 frente a 2070. Sin embargo, en el escenario RCP 8.5 se ve un aumento en 2100 respecto a 2070 y significativamente mayor que respecto a 2070-2040. Esto se debe a la desaceleración esperada del cambio climático a partir de 2070 para el escenario RCP 4.5. Como en el escenario RCP 8.5 no se espera una reducción de las tasas de emisión de gases de efecto invernadero, los impactos serían mucho más graves que los anteriores.

Como se comentaba en el anterior capítulo, las posiciones y líneas de 220 kV sufrirán de mayor manera los efectos del cambio climático al ser más sensibles, por su menor capacidad total de transporte, a aumentos de temperatura ambiente.

Las posiciones de ambos voltajes sufrirán en el escenario RCP 8.5 más que en el RCP 4.5 debido a que más provincias sufrirán temperaturas extremas mayores de 40 °C que obliguen a sustituir o adaptar aparentas, interruptores, aisladores u otros elementos.

3. El valor de CapEx, ingresos y beneficios totales por periodo que se esperan que asuma REE según el escenario ideal de crecimiento sin cambio climático y los escenarios RCP 4.5 y RCP 8.5 se puede visualizar en la Tabla 22:

Tabla 22: Valor de CapEx invertido, Ingresos y Beneficios totales de un periodo completo.

CapEx peninsular total (millones €)	2022-2040 (18 años)	2041-2070 (30 años)	2071-2100 (30 años)
Ideal	5.561	12.337	18.219
RCP 4.5	6.074	13.980	19.380
RCP 8.5	7.172	15.143	22.492
Ingresos REE totales (millones €)	2022-2040 (18 años)	2041-2070 (30 años)	2071-2100 (30 años)
Ideal	35.222	61.382	93.631
RCP 4.5	34.382	61.842	94.020
RCP 8.5	34.681	62.527	97.681
Beneficios REE totales (millones €)	2022-2040 (18 años)	2041-2070 (30 años)	2071-2100 (30 años)
Ideal	11.361	19.800	30.203
RCP 4.5	9.080	16.462	24.683
RCP 8.5	7.751	13.662	21.401

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos.

Se puede ver como REE en los escenarios de cambio climático, tal y como se ha modelado, aun aumentando los ingresos en algunos periodos no le supondría un aumento de beneficios respecto al escenario ideal. Si comparamos los ingresos y beneficios anuales de los escenarios climáticos respecto al ideal, podemos ver que los valores obtenidos no son despreciables (Tabla 23):

Tabla 23: Incrementos respecto al escenario ideal.

Incremento ingresos anuales respecto ideal (Millones €)	2023-2040	2041-2070	2071-2100
RCP 4.5	-47	15	13
RCP 8.5	-30	38	135
Incremento beneficios anuales respecto ideal (Millones €)	2023-2040	2041-2070	2071-2100
RCP 4.5	-127	-111	-184
RCP 8.5	-201	-205	-293

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos.

Para entender las consecuencias que pueden suponer una reducción de beneficios como las calculadas, es útil comparar estos valores con los resultados totales de Redeia para 2022: 681 millones de € (Tabla 24). Se utiliza esta comparación al ser la misma utilizada por la empresa en su nota en el Informe de Sostenibilidad 2022:

Tabla 24: % reducción de beneficios respecto a los resultados de 2022 Redeia por impactos climáticos.

	2023-2040	2041-2070	2071-2100
RCP 4.5	-18,61%	-16,34%	-27,02%
RCP 8.5	-29,45%	-30,05%	-43,08%

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos.

En la nota se describe que «El impacto financiero anual para cada uno de los riesgos es inferior al 2 % de los resultados de Redeia». Este 2% se desconoce de que metodología procede al ser confidencial el informe al que hace referencia. Sin esta información, es imposible concretar si los resultados obtenidos de beneficios de REE ocurrirán en la realidad, pero permiten establecer un escenario plausible y que, a priori, no puede ser descartado.

Los resultados de beneficios son congruentes con los anteriores necesidades de repotenciación y de reinversión en la red afectada por el cambio climático. Reducciones en los beneficios anuales de más del 10% no pueden ser despreciados por la empresa al afectar seriamente la rentabilidad de su principal actividad de negocio. Esta reducción predicha no podría ser compensada con otras actividades de Redeia, como el negocio eléctrico internacional, telecomunicaciones o servicios de i+D+I.

La reducción de beneficios se ha supuesto manteniendo la misma normativa y regulación del sistema eléctrico español frente a eventos climáticos que cada vez generan más impactos. El suponer una misma normativa para un periodo de 88 años en un sector estratégico para el estado no es realista. Esto sería una actuación ejecutiva extremadamente estática para variables que cambiarían drásticamente cada 30 años, pero permite establecer una base de cálculo. Al analizar los resultados y sabiendo que REE se mantiene en contacto estrecho con los reguladores del sistema de transporte eléctrico, es posible que los impactos climáticos sean tenidos en cuenta en próximas revisiones de la metodología de retribución del operador de transporte. No sería extraño que en los nuevos cambios que podrían ocurrir es un establecimiento de un término extra a la formulación de retribución vista en los anteriores capítulos. Este término, por ejemplo, podría computar únicamente los impactos climáticos en la red con una tasa de retribución más baja, manteniendo igual las retribuciones por inversión u operación y mantenimiento de REE.

7 Conclusiones.

En este Proyecto de Fin de Máster hemos identificado y estimado distintos efectos que puede provocar el cambio climático en la red de transporte eléctrico peninsular español. Debido a no tener un acceso ilimitado a los datos operativos de REE, se ha aprovechado toda la información publicada actualmente posible de referencia sobre el cambio climático, el sector energético español y REE. Tras esto se ha aplicado una metodología de cálculo basada en principalmente crecimientos históricos de la red de transporte los últimos 5 años y en los resultados anuales de REE y de su matriz Redeia. Ha sido necesario acudir a la normativa presente actualmente sobre la retribución del operador de transporte y cálculo de los activos de la red en funcionamiento para hacer una primera estimación de los impactos climáticos en la empresa. Las bases utilizadas nos permiten establecer unos primeros cimientos para próximas evaluaciones económicas de impactos que tengan que realizar REE en el futuro cercano.

Los resultados obtenidos concluyen de esta manera los objetivos definidos en la introducción de este trabajo:

1. Establecer escenarios climáticos y sus consecuencias a corto, medio y largo plazo: Se ha realizado una bibliografía completa, fiable y aceptada oficialmente por la comunidad científica española sobre el cambio climático para definir los dos escenarios climáticos del trabajo: RCP 4.5 y RCP 8.5. Con esta revisión se ha podido hacer una colección de impactos y riesgos que no solo pueden ser aplicados al sector de transporte español, sino a cualquier subconjunto de la economía española. Mientras se considera actualmente el escenario RCP 4.5 como una meta posible de conseguir para el mundo, el RCP 8.5 nos recuerda como serían los resultados climáticos extremos en caso de incumplir con los decrecimientos esperados de gases de efecto invernadero.

Además de esto, se ha encontrado las dificultades a los que los investigadores se encuentran al tratar con gran cantidad de datos de predicciones para todo el país. El principal de ellos es ajustar los mallados discretos con el que se subdivide el terreno peninsular para aplicar los modelos predictivos. Por tanto, al realizar promedios areales de 10x10 km no se consigue definir con suficiente resolución instalaciones de tamaños muy inferiores como podría ser una subestación eléctrica de REE. Es necesario, según vayan avanzando técnicamente las metodologías de predicción y se vayan aumentando las resoluciones para regiones cada vez menores, repetir el trabajo realizado para comprobar que se mantienen los resultados obtenidos.

2. Evaluar el riesgo de fallo por el cambio climático en el transporte eléctrico: Ateniéndonos a los resultados obtenidos sobre los impactos físicos que pueden ocurrirle a la red de transporte peninsular, sería necesario mejorar en futuras investigaciones la precisión del impacto de temperaturas ambientes altas en los límites térmicos de las líneas de transporte según la temperatura. Aunque existen modelos teóricos para establecer modelos, sería interesante aplicar las series históricas de datos sobre las redes que pueda tener a su disposición REE. Calcular desviaciones de la operación normal de las líneas, a partir de simulaciones dinámicas que tengan en cuenta las variables climáticas descritas en anteriores capítulos, es fundamental para una planificación correcta de la red y mantener su seguridad en los próximos años. Los sistemas de monitorización de la capacidad dinámica de transporte de líneas, Dynamic Line Rating (DLR), que ha empezado aplicar de forma novedosa REE en líneas a modo de pruebas, podrían ayudar a este propósito con parámetros eléctricos reales en tiempo real.

Es importante remarcar la gran diferencia de grado de impacto que puede llegar a existir entre las distintas provincias evaluadas. Se considera que una evolución lenta del aumento de las temperaturas en una provincia dará tiempo a REE a mantener la capacidad de las líneas de forma estable sin tener que localizar muchos recursos para mantenimiento o prevención. Aun así, queda en duda que REE, con provincias en riesgo de un aumento rápido térmico ambiental en pocos años, sea capaz de mantener sus índices de fallo bajos como en la actualidad si se suceden eventos extremos climáticos. Además, que los elementos de la red preparados para temperaturas de máximo de 40 °C puedan fallar de forma inesperada también supondría un problema grave en la operación de la red de transporte. Es necesario evaluar la capacidad de las subestaciones de cada provincia para soportar estas temperaturas extremas y mantener la red segura, siendo especialmente rigurosos en inspeccionar las hojas técnicas aportadas por los proveedores de los elementos usados.

En cuanto a haberse atendido en esta investigación únicamente a los impactos en la red de transporte peninsular y no haber tenido en cuenta la insular, es debido principalmente al desarrollo técnico acelerado que lleva realizándose los últimos años en las islas. La infraestructura presente a nivel peninsular se considera altamente desarrollada en comparación de la infraestructura insular, por lo que hacer estimaciones históricas en la península incurre a menor riesgo de error. Además, las peculiaridades geográficas de las islas obligan al uso de tecnologías distintas a las peninsulares de las que se dispone menor información. Se ve necesario iterar los objetivos de este trabajo para las islas, ya que tal y como se ha considerado en la península, el hecho de usar voltajes inferiores de alta tensión de forma generalizada puede hacer más sensibles las redes de, por ejemplo, 66 kV a los cambios de temperatura esperados.

3. Valorar como afectará financieramente a REE el cambio climático en la península: Los resultados obtenidos por parte de REE, empresa que se beneficia de una protección especial por parte del estado, no serían buenos respecto a 2022 o años anteriores. El que la estimación realizada no sea positiva para empresas tan grandes como REE implica un riesgo aún mayor para otras empresas menos reguladas y con beneficios no asegurados.

Este riesgo es tan importante que la Ley 7/2021, de 20 de mayo, *de cambio climático y transición energética* ya ha contemplado en su Artículo 32 que las entidades de mercados regulados, de crédito, aseguradoras y otras grandes sociedades deban remitir a la CNMC «*un informe de carácter anual en el que se haga una evaluación del impacto financiero sobre la sociedad de los riesgos asociados al cambio climático generados por la exposición a este de su actividad, incluyendo los riesgos de la transición hacia una economía sostenible y las medidas que se adopten para hacer frente a dichos riesgos.*» De esta manera se busca obligar a grandes empresas a realizar estimaciones y tomar un papel activo en calcular cuánto les puede afectar el cambio climático e intentar mitigarlos. El trabajo realizado y descrito en este documento sería fácilmente trasladable a los informes de obligado cumplimiento que REE debería de realizar en el momento de aprobarse los Proyectos de Real Decreto.

En definitiva, con este trabajo se ha confirmado que el cambio climático ya no se presenta ante nosotros hoy como una predicción académica basada en una leve desviación respecto al histórico de los últimos años, sino como un cambio generalizado en múltiples variables ambientales que transformará el entorno socioeconómico de España. Es necesario trabajar en mitigar sus efectos y de hacer ver a las empresas que un aumento de unos pocos grados de media les provocará efectos de millones de euros en los próximos años.

8 Referencia bibliográfica.

- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). (2020). *Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático 2021-2030*.
https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/cambio-climatico/temas/impactos-vulnerabilidad-y-adaptacion/pnacc-2021-2030_tcm30-512163.pdf
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), & Red Eléctrica de España. (2022). *Plan de desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2021-2026*.
https://www.planificacionelectrica.es/sites/webplani/files/2023-02/REE_Plan_Desarrollo.pdf
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). (2023). *Guía para la evaluación de riesgos asociados al cambio climático* (Subsecretaría Gabinete Técnico (MITECO), Ed.).
https://adaptecca.es/sites/default/files/documentos/miteco_guia_evaluacion_riesgos_cambio_climatico_2023.pdf
- Agencia Estatal de Meteorología (AEMET). (2019). *El calor como nueva normalidad*.
https://www.aemet.es/es/noticias/2019/12/Rueda_prensa_invierno_2019
- Agencia Estatal de Meteorología (AEMET). (2019). *Efectos del Cambio Climático en España*.
https://www.aemet.es/es/noticias/2019/03/Efectos_del_cambio_climatico_en_espanha
- Vicente Serrano, S. M., Rodríguez Camino, E., Domínguez Castro, F., el Kenawy el Sayed, A. M. H., & Azorín Molina, C. (2017). An updated review on recent trends in observational surface atmospheric variables and their extremes over Spain. *Cuadernos de Investigación Geográfica: Geographical Research Letters*, 43(1), 209-232.
- Martínez-Fernández, J., Sánchez, N., & Herrero-Jiménez, C. M. (2013). Recent trends in rivers with near-natural flow regime: The case of the river headwaters in Spain. *Progress in Physical Geography: Earth and Environment*, 37(5), 685-700. <https://doi.org/10.1177/0309133313496834>
- Servei Meteorològic de Catalunya Generalitat de Catalunya. (s. f.). *Temperatura del mar*. Servei Meteorològic de Catalunya. Recuperado 25 de agosto de 2023, de
<https://www.meteo.cat/wpweb/climatologia/evolucio-observada-del-clima/temperatura-del-mar/>
- Losada Rodríguez, Í. J., Izaguirre Lasa, C., & Díaz Simal, P. (2014). *Cambio climático en la costa española*. Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente, Centro de Publicaciones.
- Kersting, D. (2016). *Cambio climático en el medio marino español: Impactos, vulnerabilidad y adaptación* (*Climate change in the seas of Spain: impacts, vulnerability and adaptation*).
- Ramos-Calzado, P., Ambar-Francés, P., Casado-Calle, M., Pastor-Saavedra, A., & Rodríguez-Camino, E. (2017). *Guía de escenarios regionalizados de cambio climático sobre España a partir de los resultados del IPCC-AR5*. <https://doi.org/10.31978/014-17-010-8>
- Herrera García, S. (coord.) (2018). *Proyecciones regionales de Cambio Climático para vientos extremos en España para el s.XXI: Caracterización de valores de retorno y frecuencia de configuraciones atmosféricas de peligro*.
https://adaptecca.es/sites/default/files/u50/2018_uc_proyecciones_regionales_cc_%20vientos_extremos.pdf
- Ramírez, M.; Menéndez, M.; Camus, P. y Losada, I. (2019). *Elaboración de la metodología y bases de datos para la proyección de impactos de cambio climático a lo largo de la costa española. Tarea 2: Proyecciones de alta resolución de variables marinas en la costa española*. MITECO, 2019.
https://adaptecca.es/sites/default/files/documentos/2019_metodologia_y_bbdd_proyeccion_impactos_de_cc_costa_espanola.pdf
- Centro de Estudios y Experimentación de Obras Públicas (CEDEX) (2017). *Evaluación del impacto del cambio climático en los recursos hídricos y sequías en España*.
https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/cambio-climatico/temas/impactos-vulnerabilidad-y-adaptacion/evaluacion_cc_recursos_hidricos_sequias_espana_tcm30-437706.pdf
- Bisselink, B., Bernhard, J., Gelati, E., Adamovic, M., Guenther, S., Mentaschi, L., & De, R. A. (2018, octubre 31). *Impact of a changing climate, land use, and water usage on Europe's water resources: A model simulation study*. JRC Publications Repository. <https://doi.org/10.2760/847068>
- MITECO (2018). *Incorporación del cambio climático en la evaluación preliminar del riesgo de inundación (EPRI) en el segundo ciclo de aplicación de la Directiva de Inundaciones (2007/60/ce). Metodología general*. Ministerio para la Transición Ecológica.
https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/agua/temas/gestion-de-los-riesgos-de-inundacion/cambio-climatico-en-la-epri-metodologia-general_tcm30-485704.pdf
- Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente (MAGRAMA). (2016). *Impactos Del Cambio Climático En Los Procesos De Desertificación En España*.

- https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/cambio-climatico/temas/impactos-vulnerabilidad-y-adaptacion/pnacc-2021-2030_tcm30-512163.pdf
- McMichael, A. J., & World Health Organization (Eds.). (2003). *Climate change and human health: Risks and responses*. World Health Organization.
- Gomis, D. y Álvarez, E. (coords.) (2016). *Vulnerabilidad de los puertos españoles ante el cambio climático*. Ministerio de Fomento.
- Compte, A. (2018). *Secciones de la red estatal de infraestructuras de transporte terrestre potencialmente más expuestas por razón de la variabilidad y cambio climáticos*. CEDEX, Madrid.
- Climate change impacts and adaptation in Europe: European Commission's Joint Research Centre (JRC) Peseta IV Final Report. <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC119178>
- European Environment Agency (EEA). (2019). *Economic losses from climate-related extremes in Europe*. <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/direct-losses-from-weather-disasters-3/assessment-2>
- Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OECD). (2015). *Adapting to the impacts of climate change*. <https://search.oecd.org/environment/cc/Adapting-to-the-impacts-of-climate-change-2015-Policy-Perspectives-27.10.15%20WEB.pdf>
- Sanz, M.J. y Galán, E. (editoras), 2020. *Impactos y riesgos derivados del cambio climático en España*. Oficina Española de Cambio Climático. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Madrid.
- Plataforma sobre Adaptación al Cambio Climático en España | PLATAFORMA ESPAÑOLA DE ADAPTACIÓN AL CAMBIO CLIMÁTICO. (s. f.). Recuperado 26 de agosto de 2023, de <https://adaptecca.es/>
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). (2020). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030*. https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/images/es/pnieccompleto_tcm30-508410.pdf
- Guirardi, J., Romero, J.C., Linares, P., 2015. *Informe de adaptación al cambio climático del sector energético español*. Preparado por el IIT para la Oficina Española de Cambio Climático. Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente. Noviembre de 2015
- Crook, J. A., Jones, L. A., Forster, P. M., & Crook, R. (2011). Climate change impacts on future photovoltaic and concentrated solar power energy output. *Energy & Environmental Science*, 4(9), 3101-3109. <https://doi.org/10.1039/C1EE01495A>
- Solaun Martínez, K., & Cerdá Tena, E. (2019). *Impactos del cambio climático en la generación de energía renovable y en la demanda de electricidad*. Universidad Complutense de Madrid. <https://dialnet.unirioja.es/servlet/tesis?codigo=254313>
- Red Eléctrica de España y MITERD (2020). *Plan de desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica - Período 2021-2026*. <https://www.planificacioneolica.es/>
- Glosario. (s. f.). Red Eléctrica. Recuperado 31 de agosto de 2023, de <https://www.ree.es/es/glosario>
- Series estadísticas nacionales. (s. f.). Red Eléctrica. Recuperado 31 de agosto de 2023, de <https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/series-estadisticas-nacionales>
- AENOR - Normas UNE on-line. (s. f.). Recuperado 1 de septiembre de 2023, de https://portal.aenormas.aenor.com/aenor/Suscripciones/Personal/pagina_per_sus.asp
- Ministerio de Industria, Comercio y Turismo—Líneas eléctricas de alta tensión. (s. f.). Recuperado 1 de septiembre de 2023, de <https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/lineas-alta-tension/Paginas/lineas-alta-tension.aspx>
- Ministerio de Industria, Comercio y Turismo—Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión (2014). (s. f.). Recuperado 1 de septiembre de 2023, de <https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/instalaciones-alta-tension/Paginas/reglamento-seguridad-instalaciones-alta-tension.aspx>
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico—Peajes de acceso y cargos asociados. (s. f.). Recuperado 1 de septiembre de 2023, de <https://energia.gob.es/electricidad/Peajes/Paginas/Index.aspx>
- BOE-A-2013-13645 Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. (2013, diciembre 26). <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-13645>
- Real Decreto 148/2021, de 9 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico, Pub. L. No. Real Decreto 148/2021, BOE-A-2021-4239 31103 (2021). <https://www.boe.es/eli/es/rd/2021/03/09/148>
- Así funcionan las pérdidas de la red eléctrica. (2022, septiembre 13). *El Periódico de la Energía*. <https://elperiodicodelaenergia.com/asi-funcionan-las-perdidas-de-la-red-electrica/>

- Redeia. *Informe de sostenibilidad 2022*. (2022). https://www.redeia.com/sites/webgrupo/files/publication/2023/03/downloadable/Informe_Sostenibilidad_2022.pdf
- Redeia. *Informe de cuentas 2022*. (2022). <https://www.redeia.com/es/publicaciones/informacion-financiera/informe-de-cuentas-2022>
- Eléctrica, R. (s. f.). *Procedimientos de operación*. Red Eléctrica. Recuperado 4 de septiembre de 2023, de <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico/procedimientos-de-operacion>
- Moreno Rodríguez, J. M., R. Urbieto, I., Bedia, J., Gutiérrez, J. M., & Vallejo, V. R. (2015). *Los incendios forestales en España ante el cambio climático*. Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente. <http://hdl.handle.net/10578/8179>
- REE. (2020) *Declaración ambiental EMAS 2019* https://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/declaracionambiental_emas_2019.pdf
- BOE-A-2019-18260 *Circular 5/2019, de 5 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica*. (s. f.). Recuperado 5 de septiembre de 2023, de <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2019-18260>
- REE. (2019) *Propuesta de Circular de la CNMC CIR/DE/008/19 por la que se establece la metodología de retribución del transporte de energía eléctrica. Resumen Ejecutivo del Alcance de las Alegaciones*. https://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/Resumen_Ejecutivo_alcance_alegaciones_Transporte.pdf
- Circular 7/2019, de 5 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado que se emplearán en el cálculo de la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica*, Pub. L. No. Circular 7/2019, BOE-A-2019-18262 137574 (2019). <https://www.boe.es/eli/es/cir/2019/12/05/7>
- Torres, D. Á. T CNMC. (2021). *Inf/De/037/20 Acuerdo Por El Que Se Emite Informe Sobre Los Planes De Inversión Anuales Y Plurianuales De Las Empresas Propietarias De Instalaciones De Transporte De Energía Eléctrica. Periodo 2020-2022*. <https://www.cnmc.es/sites/default/files/3439220.pdf>
- Fernández Vicién, CNMC (2022) IPN/CNMC/046/21 *Informe Sobre La Propuesta De Orden Por La Que Se Establece La Retribución De Las Empresas Titulares De Instalaciones De Transporte De Energía Eléctrica Para Los Años 2017, 2018 Y 2019*. <https://www.cnmc.es/sites/default/files/4555646.pdf>
- Proyecto de Real Decreto por el que se regula el contenido de los informes sobre la estimación del impacto financiero de los riesgos asociados al cambio climático para entidades financieras, sociedades cotizadas y otras sociedades de gran tamaño*. (2023). Recuperado 12 de septiembre de 2023, de https://portal.mineco.gob.es/es-es/ministerio/participacionpublica/audienciapublica/Paginas/ECO_Tes_20230505_AP_RD_Riesgos_Cambio_Climatico.aspx

9 Anexos de cálculo.

9.1 Evolución desde 2017 a 2022 red de transporte.

2017																
CCAA	Andalucía	Aragón	Asturias	C. Valenciana	Cantabria	Castilla-La Mancha	Castilla y León	Cataluña	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Murcia	Navarra	País Vasco	T. PENINSULAR
km líneas 400 kV	2.774,15	1.447,05	529,50	1.073,17	240,51	2.612,81	4.501,09	2.236,08	2.285,51	1.345,97	114,95	992,61	708,11	175,97	697,36	21.734,85
km líneas 220 kV	3.194,42	1.856,52	431,51	1.306,97	324,12	1.524,54	3.258,04	2.529,99	854,54	1.325,18	142,31	1.186,79	123,87	318,83	661,90	19.041,53
Total km línea	5.968,57	3.303,57	961,01	2.380,14	564,63	4.137,36	7.759,13	4.766,06	3.140,05	2.671,14	257,26	2.179,40	831,98	494,80	1.359,26	40.776,38
Δ2017/2016	0,00	0,29	0,00	0,64	0,00	0,84	0,62	0,01	0,00	0,00	0,00	1,24	0,00	0,00	0,01	0,33
Posiciones 400 l	195	100	48	171	15	113	233	141	103	71	8	104	69	28	80	1.479
Posiciones 220 l	438	214	45	310	50	137	243	599	88	222	30	526	48	50	150	3.150
Total posicion	633	314	93	481	65	250	476	740	191	293	38	630	117	78	230	4.629
Δ2017/2016	0,00	0,64	0,00	3,66	0,00	0,81	3,03	1,09	0,00	0,00	0,00	0,16	0,00	1,30	0,88	1,81
Transformadore	14.420,00	4.574,00	1.300,00	8.950,00	2.100,00	1.200,00	6.131,00	9.800,00	2.800,00	5.700,00	600,00	12.370,00	3.450,00	1.600,00	4.800,00	79.795,00
Δ2017/2016	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,65
2018																
CCAA	Andalucía	Aragón	Asturias	C. Valenciana	Cantabria	Castilla-La Mancha	Castilla y León	Cataluña	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Murcia	Navarra	País Vasco	TOTAL
km líneas 400 kV	2.774,15	1.447,05	529,50	1.073,17	240,51	2.612,81	4.501,09	2.237,08	2.285,51	1.345,97	114,95	992,61	708,11	175,97	697,36	21.736,61
km líneas 220 kV	3.209,69	1.856,52	431,51	1.333,52	324,12	1.524,54	3.287,75	2.533,96	854,54	1.325,18	142,31	1.186,79	123,87	318,83	661,90	19.117,03
km líneas <220 kV								39,44	23,00	12,30						74,74
Total km línea	5.983,84	3.303,57	961,01	2.406,69	564,63	4.137,36	7.789,80	4.810,48	3.163,05	2.683,44	257,26	2.179,40	831,98	494,80	1.359,26	40.828,36
Δ2018/2017	0,26	0,00	0,00	1,12	0,00	0,00	0,39	0,93	0,73	0,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,37
Posiciones 400 l	197	100	49	171	15	114	242	149	104	71	8	104	69	28	80	1.501
Posiciones 220 l	449	216	45	310	50	137	248	612	88	222	30	526	48	50	151	3.182
Posiciones <220 kV								3	1	1						4
Total posicion	646	316	94	481	65	251	490	764	192	294	38	630	117	78	231	4.687
Δ2018/2017	2,05	0,64	1,08	0,00	0,00	0,40	2,94	3,24	0,52	0,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,43	1,25
Transformadore	14.420,00	5.056,00	1.300,00	8.950,00	2.100,00	1.200,00	6.131,00	11.500,00	2.800,00	5.700,00	600,00	12.370,00	3.450,00	1.600,00	5.000,00	82.177,00
Δ2018/2017	0,00	10,54	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,17	2,99
2019																
CCAA	Andalucía	Aragón	Asturias	C. Valenciana	Cantabria	Castilla-La Mancha	Castilla y León	Cataluña	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Murcia	Navarra	País Vasco	TOTAL
km líneas 400 kV	2.774,15	1.447,05	529,50	1.073,17	240,51	2.612,81	4.511,66	2.237,08	2.285,51	1.345,97	114,95	992,61	708,11	175,97	698,96	21.748,02
km líneas 220 kV	3.258,39	1.876,55	431,51	1.334,47	324,12	1.524,54	3.317,34	2.534,92	854,93	1.328,50	142,31	1.186,94	123,87	318,83	661,90	19.219,12
km líneas <220 kV								39,44	5,04	12,30						56,78
Total km línea	6.032,54	3.323,60	961,01	2.407,64	564,63	4.137,36	7.829,00	4.811,44	3.145,48	2.686,76	257,26	2.179,55	831,98	494,80	1.360,86	41.023,92
Δ2019/2018	0,81	0,55	0,00	0,04	0,00	0,00	0,51	0,02	-0,56	0,12	0,00	0,01	0,00	0,00	0,12	0,23
Posiciones 400 l	199	101	49	184	15	116	251	150	107	73	8	106	71	28	80	1.538
Posiciones 220 l	465	223	45	324	50	140	254	616	91	233	30	530	48	50	151	3.250
Posiciones <220 kV								3	1	1						4
Total posicion	664	324	94	508	65	256	505	769	198	307	38	636	119	78	231	4.792
Δ2019/2018	2,79	2,53	0,00	5,61	0,00	1,99	3,06	0,65	3,13	4,42	0,00	0,95	1,71	0,00	0,00	2,24
Transformadore	15.020,00	5.056,00	1.300,00	8.950,00	2.100,00	1.200,00	6.131,00	11.500,00	2.800,00	5.700,00	600,00	11.100,00	3.450,00	1.600,00	5.100,00	81.607,00
Δ2019/2018	4,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-10,27	0,00	0,00	2,00	-0,69
2020																
CCAA	Andalucía	Aragón	Asturias	C. Valenciana	Cantabria	Castilla-La Mancha	Castilla y León	Cataluña	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Murcia	Navarra	País Vasco	TOTAL
km líneas 400 kV	2.774,15	1.447,05	529,50	1.073,17	240,51	2.612,81	4.511,66	2.237,08	2.285,51	1.345,97	114,95	992,61	708,11	175,97	698,96	21.763,90
km líneas 220 kV	3.258,62	1.885,14	432,21	1.334,47	324,12	1.528,30	3.317,34	2.546,69	859,35	1.332,48	142,31	1.186,99	123,87	318,83	661,90	19.252,63
km líneas <220 kV	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	39,44	5,04	12,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	56,78
Total km línea	6.032,77	3.332,19	971,28	2.407,64	564,63	4.141,12	7.829,00	4.823,21	3.155,46	2.691,51	257,26	2.179,61	831,98	494,80	1.360,86	41.073,31
Δ2020/2019	0,27	0,53	0,00	1,09	0,00	0,39	0,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,12
Posiciones 400 l	194	101	55	181	15	119	247	147	113	72	8	109	74	30	84	1.549
Posiciones 220 l	460	222	44	323	48	142	251	600	88	223	29	551	44	50	149	3.224
Posiciones <220 kV								3	1	1						4
Total posicion	654	323	99	504	63	261	498	750	201	296	37	660	118	80	233	4.777
Δ2020/2019	-1,51	-0,31	5,32	-0,79	-3,08	1,95	-1,39	-2,47	1,52	-3,58	-2,63	3,77	-0,84	2,56	0,87	-0,31
Transformadore	15.020,00	5.056,00	1.300,00	8.950,00	2.100,00	1.200,00	6.131,00	11.500,00	2.800,00	5.700,00	600,00	11.100,00	3.450,00	1.600,00	5.100,00	81.607,00
Δ2020/2019	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2021																
CCAA	Andalucía	Aragón	Asturias	C. Valenciana	Cantabria	Castilla-La Mancha	Castilla y León	Cataluña	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Murcia	Navarra	País Vasco	TOTAL
km líneas 400 kV	2.774,15	1.448,00	539,00	1.074,00	241,00	2.613,00	4.512,00	2.237,00	2.293,00	1.347,00	115,00	993,00	708,00	176,00	699,00	21.768,38
km líneas 220 kV	3.266,00	1.904,00	433,00	1.350,00	324,00	1.528,00	3.349,00	2.547,00	909,00	1.416,00	142,00	1.187,00	124,00	319,00	662,00	19.460,61
km líneas <220 kV					0,00	0,00	0,00	39,44	8,05	12,30						59,79
Total km línea	6.040,42	3.352,41	971,62	2.424,62	564,63	4.141,12	7.860,61	4.823,21	3.210,52	2.775,05	257,26	2.179,61	831,98	494,80	1.360,94	41.288,96
Δ2021/2020	0,13	0,61	0,03	0,71	0,00	0,00	0,40	0,00	0,00	3,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,34
Posiciones 400 l	197	108	55	187	15	123	247	147	124	75	8	109	76	30	90	1.591
Posiciones 220 l	473	223	44	323	49	144	252	605	103	235	29	551	44	51	149	3.275
Posiciones <220 kV								3	2	1						6
Total posicion	670	331	99	510	64	267	499	755	229	311	37	660	120	81	239	4.872
Δ2021/2020	2,45	2,48	0,00	1,19	1,59	2,30	0,20	0,67	13,93	5,07	0,00	0,00	1,69	1,25	2,58	1,99
Transformadore	15.020,00	5.056,00	1.300,00	8.950,00	2.100,00	1.200,00	6.131,00	11.500,00	3.025,00	5.700,00	600,00	11.100,00	3.450,00	1.600,00	5.100,00	81.832,00
Δ2021																

9.2 Cálculos de evolución por instalación en 5 años.

evolución	Aragón	Castilla-La Mancha	Castilla y León	Cataluña	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Murcia	Navarra	País Vasco	TOTAL				
2017 líneas	5.968,57	3.305,57	961,01	2.380,14	564,63	4.137,36	7.759,13	4.805,50	3.163,05	2.683,44	257,26	2.179,40	831,98	494,80	1.359,26	40.851,12
2017 posiciones	633	314	93	481	65	250	476	743	191	294	38	630	117	78	230	4.633,00
2017 transformad	14.420	4.574	1.300	8.950	2.100	1.200	6.131	9.800	2.800	5.700	600	12.370	3.450	1.600	4.800	79.795,00
2017 líneas	0,0%	0,3%	0,0%	0,6%	0,0%	0,8%	0,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%
2017 posiciones	0,0%	0,6%	0,0%	3,7%	0,0%	0,8%	3,0%	1,1%	0,0%	0,2%	0,0%	1,3%	0,0%	1,3%	0,9%	1,8%
2017 transformad	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,6%
2018 líneas	5.983,84	3.305,57	961,01	2.406,69	564,63	4.137,36	7.789,60	4.810,48	3.163,05	2.683,44	257,26	2.179,40	831,98	494,80	1.359,26	40.928,38
2018 posiciones	646	316	94	481	65	251	490	764	192	294	38	630	117	78	231	4.687,00
2018 transformad	14.420	5.056	1.300	8.950	2.100	1.200	6.131	11.500	2.800	5.700	600	12.370	3.450	1.600	5.000	82.177,00
2018 líneas	0,3%	0,0%	0,0%	1,1%	0,0%	0,0%	0,4%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%
2018 posiciones	2,1%	0,6%	1,1%	0,0%	0,0%	0,4%	2,9%	2,8%	0,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,4%	1,2%	2,2%
2018 transformad	0,0%	10,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	17,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	4,2%	3,0%
2019 líneas	6.032,54	3.323,60	961,01	2.407,64	564,63	4.137,36	7.829,00	4.811,44	3.145,48	2.686,76	257,26	2.179,55	831,98	494,80	1.360,86	41.023,92
2019 posiciones	664	324	94	508	65	256	505	769	198	307	38	636	119	78	231	4.792,00
2019 transformad	15.020	5.056	1.300	8.950	2.100	1.200	6.131	11.500	2.800	5.700	600	11.100	3.450	1.600	5.100	81.607,00
2019 líneas	0,8%	0,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,5%	0,0%	-0,6%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,2%
2019 posiciones	2,8%	2,5%	0,0%	5,6%	0,0%	2,0%	3,1%	0,7%	3,1%	4,4%	0,0%	1,0%	1,7%	0,0%	0,0%	2,2%
2019 transformad	4,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-10,3%	0,0%	0,0%	2,0%	-0,7%
2020 líneas	6.032,77	3.332,19	971,28	2.407,64	564,63	4.141,12	7.829,00	4.823,21	3.155,46	2.691,51	257,26	2.179,61	831,98	494,80	1.360,86	41.073,31
2020 posiciones	654	323	99	504	63	261	498	750	201	296	37	660	118	80	233	4.777,00
2020 transformad	15.020	5.056	1.300	8.950	2.100	1.200	6.131	11.500	2.800	5.700	600	11.100	3.450	1.600	5.100	81.607,00
2020 líneas	0,0%	0,3%	1,1%	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%	0,3%	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%
2020 posiciones	-1,5%	-0,3%	5,3%	-0,8%	-3,1%	2,0%	-1,4%	-2,5%	1,5%	-3,6%	-2,6%	3,8%	-0,8%	2,6%	0,9%	-0,3%
2020 transformad	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2021 líneas	6.040,42	3.352,41	971,62	2.424,82	564,63	4.141,12	7.860,61	4.823,21	3.210,52	2.775,05	257,26	2.179,61	831,98	494,80	1.360,94	41.288,98
2021 posiciones	670	331	99	510	64	267	499	755	229	311	37	660	120	81	239	4.872,00
2021 transformad	15.020	5.056	1.300	8.950	2.100	1.200	6.131	11.500	3.025	5.700	600	11.100	3.450	1.600	5.100	81.832,00
2021 líneas	0,1%	0,6%	0,0%	0,7%	0,0%	0,0%	0,4%	0,0%	1,7%	3,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,5%
2021 posiciones	2,4%	2,5%	0,0%	1,2%	1,6%	2,3%	0,2%	0,7%	13,9%	5,1%	0,0%	0,0%	1,7%	1,3%	2,6%	2,0%
2021 transformad	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	8,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%
2022 líneas	6.288,01	3.352,41	971,62	2.434,75	573,00	4.141,27	7.860,61	4.823,21	3.210,52	2.775,05	257,26	2.179,61	831,98	494,80	1.360,94	41.555,02
2022 posiciones	690	337	99	521	67	276	505	756	236	312	37	663	122	81	239	4.941,00
2022 transformad	15.020	5.056	1.300	8.950	2.100	1.800	6.131	11.500	3.025	5.700	600	11.100	3.450	1.600	5.100	82.432,00
2022 líneas	4,1%	0,0%	0,0%	0,4%	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,6%
2022 posiciones	3,0%	1,8%	0,0%	2,2%	4,7%	3,4%	1,2%	0,1%	3,1%	0,3%	0,0%	0,5%	1,7%	0,0%	0,0%	1,4%
2022 transformad	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	50,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,7%
Evolución 5 años																
Abs líneas	319,44	46,83	10,60	54,61	8,37	3,91	101,48	17,70	47,47	91,60	0,00	0,21	0,00	0,00	1,67	703,91 km
	244,90	0,99	9,57	1,27	0,00	0,00	10,57	1,00	7,79	0,76	0,00	0,00	0,00	0,00	1,59	278,43 400 kv
	74,54	45,85	1,04	53,34	8,37	3,91	90,91	16,70	54,63	90,85	0,00	0,21	0,00	0,00	0,08	440,43 220 kv
Abs posición	57,00	23,00	6,00	40,00	2,00	26,00	29,00	13,00	45,00	18,00	-1,00	33,00	5,00	3,00	9,00	308,00 num
	15	12	7	18	0	15	18	6	25	4	0	8	9	2	10	149 400 kv
	42	11	-1	22	2	11	11	7	18	14	-1	25	-4	1	-1	157 220 kv
Abs capacidad	600,00	482,00	0,00	0,00	0,00	600,00	0,00	1.700,00	225,00	0,00	0,00	-1.270,00	0,00	0,00	300,00	2.637,00 MVA
Inc líneas	5,35%	1,42%	1,10%	2,29%	1,48%	0,09%	1,31%	0,37%	1,50%	3,41%	0,00%	0,01%	0,00%	0,00%	0,12%	1,72% km
	8,83%	0,07%	1,81%	0,12%	0,00%	0,00%	0,23%	0,04%	0,34%	0,06%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,23%	1,28% 400 kv
	2,33%	2,47%	0,24%	4,08%	2,58%	0,26%	2,79%	0,66%	6,39%	6,86%	0,00%	0,02%	0,00%	0,00%	0,01%	2,31% 220 kv
Inc posición	9,00%	7,32%	6,45%	8,32%	3,08%	10,40%	6,09%	1,75%	23,56%	6,12%	-2,63%	5,24%	4,27%	3,85%	3,91%	6,65% num
	7,69%	12,00%	14,58%	10,53%	0,00%	13,27%	7,73%	4,26%	24,27%	5,63%	0,00%	7,69%	13,04%	7,14%	12,50%	10,07% 400 kv
	9,59%	5,14%	-2,22%	7,10%	4,00%	8,03%	4,53%	1,17%	20,45%	6,31%	-3,33%	4,75%	-8,33%	2,00%	-0,67%	4,98% 220 kv
Inc capacidad	4,16%	10,54%	0,00%	0,00%	0,00%	50,00%	0,00%	17,35%	8,04%	0,00%	0,00%	-10,27%	0,00%	0,00%	6,25%	3,30% MVA

