



Trabajo de Fin de Máster

MÁSTER INTERUNIVERSITARIO EN OCEANOGRAFÍA



ANÁLISIS DEL RECURSO SOLAR FOTOVOLTAICO OFFSHORE AL OESTE DE LA PENÍNSULA IBÉRICA

Beatriz Arguilé Pérez

Dirección:

María Teresa de Castro Rodríguez

Xurxo Costoya Noguerol

Julio de 2021

CURSO 2020-2021

Índice

Agradecimientos	4
Resumen	5
Resumo	5
Abstract	6
Lista de Figuras y Tablas	8
Lista de Acrónimos	10
1. Introducción y área de estudio	11
1.1. <i>La energía solar fotovoltaica</i>	13
1.2. <i>Área de estudio</i>	17
2. Objetivos	18
3. Bases de datos y métodos	19
3.1. <i>Bases de datos utilizadas</i>	19
3.2. <i>Métodos</i>	21
3.2.1. <i>Cálculo del recurso solar fotovoltaico.</i>	21
3.2.2. <i>Cálculo de la variación del recurso solar y de los factores ambientales.</i>	22
3.2.3. <i>Estimación de la influencia del cambio en los factores ambientales sobre el cambio en el recurso solar.</i>	23
3.2.4. <i>Estudio de la estabilidad del recurso solar fotovoltaico.</i>	24
3.2.5. <i>Validación de los modelos.</i>	25
3.2.6. <i>Enfoque multimodelo.</i>	28
3.2.7. <i>Análisis estadístico y criterio de consenso multimodelo.</i>	29
4. Resultados	31
4.1. <i>Análisis de la fiabilidad de los modelos</i>	31
4.2. <i>Análisis del recurso solar y proyección futura</i>	32
5. Discusión	43
6. Conclusiones	47
Bibliografía	49

Agradecimientos

Agradezco el esfuerzo, la dedicación y el apoyo recibidos por mis directores Xurxo y Maite. Gracias por proponerme este tema de estudio, por vuestra disponibilidad y por aclararme dudas que han surgido durante la realización del trabajo.

También quisiera agradecer la labor de todos y cada uno de los profesores que han impartido docencia a lo largo de este máster de Oceanografía de la Universidad de Vigo.

Gracias a mis familiares, amigos y compañeros, cuyo apoyo ha sido de gran ayuda.

Y gracias a la labor investigadora de la comunidad científica en general, que trata de buscar soluciones al cambio climático.

Resumen

La mayor parte de emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera están a cargo del sector energético. Por esa razón, se busca encontrar fuentes de energía limpias y renovables que permitan reducir la quema de combustibles fósiles. Un ejemplo de energía renovable es la energía solar fotovoltaica, la cual ha tenido que hacer frente a problemas como la pérdida de eficiencia debido al calentamiento de los paneles solares y la disponibilidad de terreno útil. Para solucionar dichos problemas, se han realizado proyectos con el propósito de instalar paneles solares fotovoltaicos en el océano donde la disponibilidad de espacio no es un obstáculo y el contacto con el agua y las fuertes rachas de viento contribuyen a mejorar su eficiencia. Los parques de energía renovable *offshore* están acaparando gran interés en la Península Ibérica. Por esa razón, el objetivo de este Trabajo de Fin de Máster es estudiar el recurso solar fotovoltaico al oeste de la Península Ibérica y localizar la mejor zona para la instalación de paneles solares fotovoltaicos *offshore*. Además, se estudiará el cambio del recurso en el futuro, en un contexto de cambio climático, mediante datos de simulaciones realizadas con modelos climáticos regionales (EURO-CORDEX) bajo el escenario RCP8.5. Se calculará el recurso solar en el periodo histórico (1990-2019) y dos periodos futuros: uno cercano (2030-2059) y otro lejano (2070-2099).

El recurso solar varía latitudinalmente en la región de estudio con valores de $\sim 160 \text{ Wm}^{-2}$ en el norte y $\sim 210 \text{ Wm}^{-2}$ en el sur. Este recurso disminuirá en el futuro de forma generalizada ($\sim -0.5\%$ en el futuro cercano y $\sim -1.2\%$ en el futuro lejano) como consecuencia del cambio climático. Tanto el análisis histórico como las proyecciones futuras indican que el Golfo de Cádiz es la mejor zona para la instalación de paneles solares fotovoltaicos *offshore*, ya que presenta el mayor recurso solar de la zona y una gran estabilidad a lo largo de todo el año (índice de estabilidad $M_p \sim 1.1$). Además, se prevé que la estabilidad del recurso aumente en esa región un 1.3% respecto al periodo histórico. Sin embargo, no deben descartarse otras regiones como Galicia, donde podrían instalarse parques híbridos en los que se combinen la energía solar fotovoltaica con la energía eólica haciendo que el recurso de energía renovable total sea mayor y más estable.

Resumo

A maior parte de emisións de gases de efecto invernadoiro á atmosfera débense ó sector enerxético. Por esa razón, búscase atopar fontes de enerxía limpas e renovables que permitan reducir a queima de combustibles fósiles. Un exemplo de enerxía renovable é a enerxía solar fotovoltaica, a cal tivo que facer fronte a problemas como a perda de eficiencia debido ao quecemento dos paneis solares e a dispoñibilidade de terreo útil.

Para solucionar eses problemas, realizáronse proxectos co propósito de instalar paneis solares fotovoltaicos no océano onde a dispoñibilidade de espazo non é un obstáculo e o contacto coa auga e os fortes refachos de vento contribúen a mellorar a súa eficiencia. Os parques de enerxía renovable *offshore* están a acadar gran interese na Península Ibérica. Por esa razón, o obxectivo deste Traballo de Fin de Mestrado é estudar o recurso solar fotovoltaico ao oeste da Península Ibérica e localizar a mellor zona para a instalación de paneis solares fotovoltaicos *offshore*. Ademais, estudárase o cambio do recurso no futuro, nun contexto de cambio climático, mediante datos de simulacións realizadas con modelos climáticos rexionais (EURO-CORDEX) baixo o escenario RCP8.5. Calculárase o recurso solar no período histórico (1990-2019) e dous períodos futuros: un próximo (2030-2059) e outro afastado (2070-2099).

O recurso solar varía latitudinalmente na rexión de estudo con valores de 160 Wm^{-2} no norte e 210 Wm^{-2} no sur. Este recurso diminuírá no futuro de forma xeneralizada (-0.5% no futuro próximo e -1.2% no futuro afastado) como consecuencia do cambio climático. Tanto a análise histórica como as proxeccións futuras indican que o Golfo de Cádiz é a mellor zona para a instalación de paneis solares fotovoltaicos *offshore*, xa que presenta o maior recurso solar da zona e unha gran estabilidade ao longo de todo o ano (índice de estabilidade $M_v \sim 1.1$). Ademais, prevéase que a estabilidade do recurso aumente nesa rexión un 1.3% respecto ao período histórico. Con todo, non deben descartarse outras rexións como Galicia, onde poderían instalarse parques híbridos nos que se combinen a enerxía solar fotovoltaica coa enerxía eólica facendo que o recurso de enerxía renovable total sexa maior e máis estable.

Abstract

Most greenhouse gas emissions into the atmosphere are caused by the energy sector. For this reason, it is sought to find clean and renewable energy sources that allow reduce fossil fuels burning. An example of renewable energy is photovoltaic solar energy, which has had to face problems such as loss of efficiency due to heating of solar panels and the availability of useful land. To solve these problems, projects have been carried out with the purpose of installing photovoltaic solar panels in the ocean, where the availability of space is not an obstacle and the contact with water and the strong gusts of wind contribute to improving their efficiency. Offshore farms are gaining importance in the Iberian Peninsula. For this reason, the aim of this Master's Thesis is to study the photovoltaic solar resource along the west coast of the Iberian Peninsula in order to find the best location for the installation of offshore solar photovoltaic panels. In addition, future variations of the solar resource will be studied, in the context of climate change, through simulations carried out with regional climate models (EURO-CORDEX) under the RCP8.5 scenario. The solar resource will be analyzed for the historical period (1990-2019) and two future periods: near future (2030-2059) and far future (2070-2099).

Solar resource has been found to vary latitudinally in the study region with values of $\sim 160 \text{ Wm}^{-2}$ in the North and $\sim 210 \text{ Wm}^{-2}$ in the South. In general, the solar resource will decline in the future ($\sim -0.5\%$ in the near future and $\sim -1.2\%$ in the far future) as a consequence of climate change. The Gulf of Cadiz has been found to be the best area for the installation of offshore photovoltaic panels, as it has the highest solar resource of the area and great stability throughout the year (stability index $M_v \sim 1.1$). In addition, the stability of the resource is expected to increase in that region by 1.3% compared to the historical period. However, other regions such as Galicia where hybrid farms could be installed combining photovoltaic solar energy with wind energy should not be discarded. These hybrid farms will get a larger and more stable renewable energy resource.

Lista de Figuras y Tablas

- Figura 1.** Fuentes de emisión de gases de efecto invernadero en el año 2010 (IPCC, 2013).
- Figura 2.** (A) Promedio global de concentraciones de gases de efecto invernadero a partir de datos de testigos de hielo (puntos) y de mediciones atmosféricas directas (líneas). (B) Anomalía de temperaturas con respecto al periodo (1986-2005). Los colores indican diferentes fuentes de datos (IPCC, 2013).
- Figura 3.** Porcentaje de consumo de energía primaria (A) mundial, (B) en Europa y (C) en España en el año 2018 [modificado de APPA Renovables (2021a); APPA Renovables (2021b)].
- Figura 4.** Tendencia mundial de energías renovables [modificado de IRENA (2020a)].
- Figura 5.** Porcentaje de capacidad de energía renovable instalada en España en 2020 (IRENA, 2020b).
- Figura 6.** Planta solar fotovoltaica *offshore* (Garanovic, 2021).
- Figura 7.** Batimetría de la región de estudio.
- Figura 8.** Test de solapamiento para el recurso solar fotovoltaico obtenido del multimodelo de EURO-CORDEX (azul) y de ERA5 (rojo).
- Figura 9.** (A) Recurso solar fotovoltaico anual para el periodo 1990-2019. (B) Desviación estándar para el recurso solar fotovoltaico en el periodo 1990-2019.
- Figura 10.** (A) Radiación anual para el periodo 1990-2019. (B) Desviación estándar de la radiación para el periodo 1990-2019.
- Figura 11.** (A) Porcentaje de variación de la radiación en el futuro cercano (2030-2059). (B) Porcentaje de variación de la radiación en el futuro lejano (2070-2099).
- Figura 12.** (A) Temperatura del aire anual para el periodo histórico 1990-2019. (B) Desviación estándar de la temperatura del aire en el periodo 1990-2019.
- Figura 13.** (A) Porcentaje de variación de la temperatura del aire en el futuro cercano (2030-2059). (B) Porcentaje de variación de la temperatura del aire en el futuro lejano (2070-2099).
- Figura 14.** (A) Velocidad del viento anual para el periodo 1990-2019. (B) Desviación estándar de la velocidad del viento en el periodo 1990-2019.
- Figura 15.** (A) Porcentaje de variación de la velocidad del viento en el futuro cercano (2030-2059). (B) Porcentaje de variación de la velocidad del viento en el futuro lejano (2070-2099).

Figura 16. (A) Porcentaje de variación del recurso solar fotovoltaico en el futuro cercano (2030-2059). Peso de la variación en la radiación (B), la temperatura (C) y el viento (D) sobre el cambio en el recurso solar fotovoltaico.

Figura 17. (A) Porcentaje de variación del recurso solar fotovoltaico en el futuro lejano (2070-2099). Peso de la variación en la radiación (B), la temperatura (C) y el viento (D) sobre el cambio en el recurso solar fotovoltaico.

Figura 18. Recurso solar fotovoltaico estacional para el periodo histórico (1990-2019) y sus desviaciones estándar. (A, E) Invierno, (B, F) primavera, (C, G) verano y (D, H) otoño.

Figura 19. Variación del recurso solar fotovoltaico en porcentaje durante el (A) invierno, (B) primavera, (C) verano y (D) otoño para el futuro cercano (2030-2059).

Figura 20. Variación del recurso solar fotovoltaico en porcentaje durante el (A) invierno, (B) primavera, (C) verano y (D) otoño para el futuro lejano (2070-2099).

Figura 21. (A) Índice de estabilidad en el periodo 1990-2019. (B) Desviación estándar del índice de estabilidad.

Figura 22. Variación del índice de estabilidad en porcentaje en (A) el futuro cercano (2030-2059) y (B) el futuro lejano (2070-2099).

Tabla 1. Modelos climáticos regionales (MCR) de EURO-CORDEX seleccionados, acompañados del correspondiente modelo climático global (MCG) y del instituto que los desarrolló.

Tabla 2. Porcentaje de solapamiento para las tres variables que participan en el recurso solar fotovoltaico y del propio recurso solar fotovoltaico para cada modelo regional. La última fila muestra el porcentaje de solapamiento para el multimodelo con su desviación estándar.

Lista de Acrónimos

Siglas	Significado
AEMET	Agencia Estatal de Meteorología
APPA	Asociación de Empresas de Energías Renovables
AR5	IPCC Fifth Assessment Report
CORDEX	COordinated Regional climate Downscaling Experiment
EESI	Environmental and Energy Study Institute
ECMWF	European Centre for Medium-Range Weather Forecasts
IPCC	The Intergovernmental Panel on Climate Change
IRENA	International Renewable Energy Agency
MCG	Modelos Climáticos Globales
MCR	Modelos Climáticos Regionales
OMM	Organización Meteorológica Mundial
POWER	Prediction of the Worldwide Energy Resources
RCP	Representative Concentration Pathways
REE	Red Eléctrica de España
TFM	Trabajo de Fin de Máster

1. Introducción y área de estudio

En el año 2010, la mayor parte de las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera estuvieron a cargo del sector energético, con una contribución del 35% según el Quinto Informe de Evaluación del IPCC (AR5) (**Figura 1**).



Figura 1. Fuentes de emisión de gases de efecto invernadero en el año 2010 (IPCC, 2013).

Por esa razón, se busca encontrar fuentes de energía limpias y renovables que permitan reducir la quema de combustibles fósiles. Los gases de efecto invernadero de origen antropogénico que se han acumulado en la atmósfera entre los años 1951 y 2010 han provocado un calentamiento global de 0.9 °C, y se espera que el aumento de la temperatura global sea mayor a lo largo de todo el siglo XXI (IPCC, 2013). La evolución de la concentración de los principales gases de efecto invernadero en la atmósfera y la anomalía de la temperatura global con respecto al periodo (1986-2005) pueden verse en la **Figura 2**. Con el objetivo de analizar cómo evolucionará el clima en el futuro, en el AR5 se definieron un conjunto de cuatro escenarios climáticos, las denominadas Trayectorias de Concentración Representativas (*Representative Concentration Pathways*, RCP), que describen distintas proyecciones futuras de emisiones y concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera. Los escenarios se identifican con un número que indica el forzamiento radiativo del planeta a finales de este siglo. El forzamiento radiativo se define como la diferencia entre el flujo de energía que absorbe la Tierra procedente del Sol y el flujo de energía que emite de vuelta al espacio. El escenario RCP2.6 es el más optimista (escenario de alivio), puesto que predice una reducción de las emisiones. Existen dos escenarios intermedios, el RCP4.5 y el RCP6.0 que son escenarios estables. El escenario más pesimista es el RCP8.5, que muestra una tendencia creciente del forzamiento radiativo alcanzando los 8.5 Wm⁻² para el 2100 (AEMET, 2017).

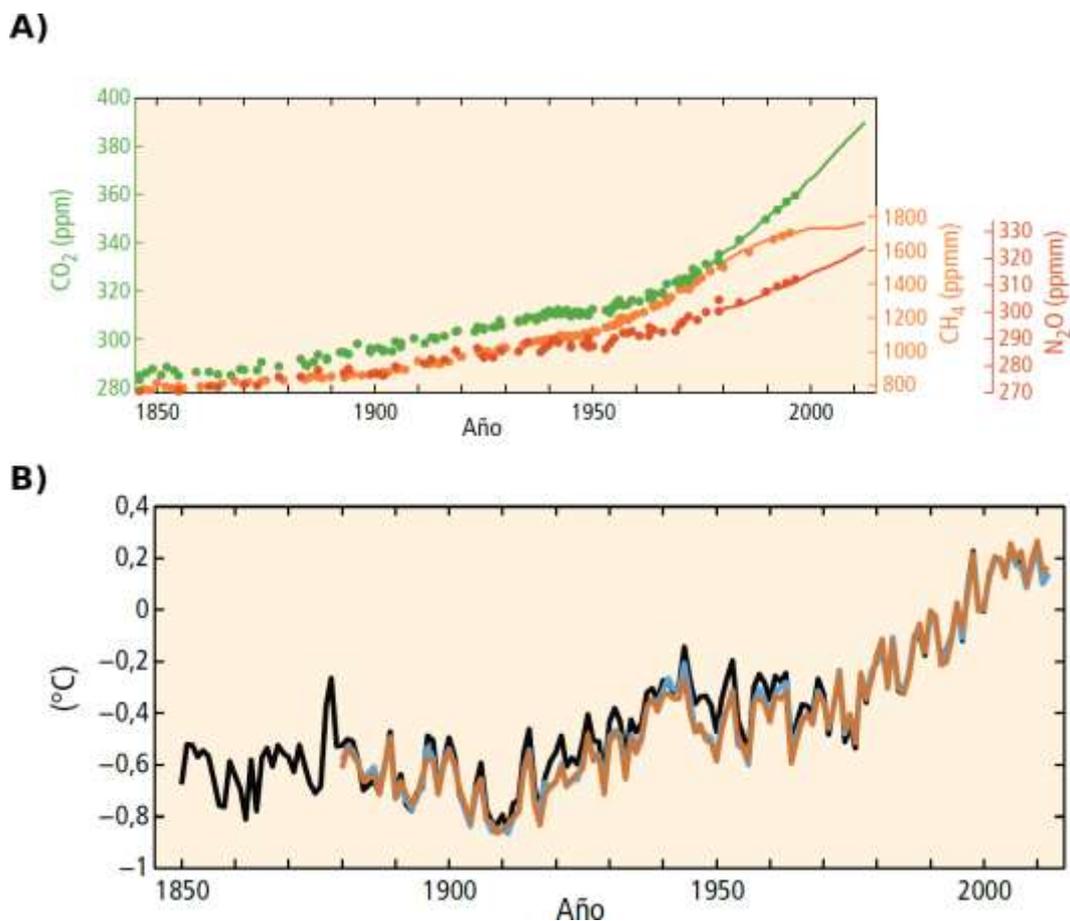


Figura 2. (A) Promedio global de concentraciones de gases de efecto invernadero a partir de datos de testigos de hielo (puntos) y de mediciones atmosféricas directas (líneas). (B) Anomalía de temperaturas con respecto al periodo (1986-2005). Los colores indican diferentes fuentes de datos (IPCC, 2013).

En el AR5 se propusieron varias medidas de adaptación y mitigación del calentamiento global en particular y del cambio climático en general. Las medidas de mitigación incluyen un uso más eficiente de la energía, cambios en la forma de vida y comportamientos de la población mundial y un aumento del uso de energías renovables. En el año 2018, la mayoría del consumo mundial de energía primaria estuvo a cargo del petróleo, el carbón y el gas natural, con un 33.6%, un 27.2% y un 23.9%, respectivamente. Las energías renovables solo contribuyeron con un 10.8%. En Europa, el petróleo, el gas natural y el carbón también fueron las fuentes de energía predominantes, pero las energías renovables adquirieron mayor protagonismo, con un 15.5% (APPA Renovables, 2021a). En España, las energías renovables fueron la tercera fuente de energía mayoritaria, con un 13.9%. Sin embargo, el petróleo y el gas natural contribuyeron con un 44.9% y 21.1%, respectivamente (APPA Renovables, 2021b) (Figura 3). Estas cifras reflejan la gran necesidad que presenta la población mundial de invertir en energías renovables en busca de combatir el cambio climático. Además, debe tenerse en cuenta que la demanda de energía global sigue aumentando. Según Oliveira-Pinto y Stokkermans (2020), se espera que la demanda energética aumente un 28%

entre 2015 y 2040. “De aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas” es una de las metas dentro del Objetivo 7 de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible de Naciones Unidas (Naciones Unidas, 2015).

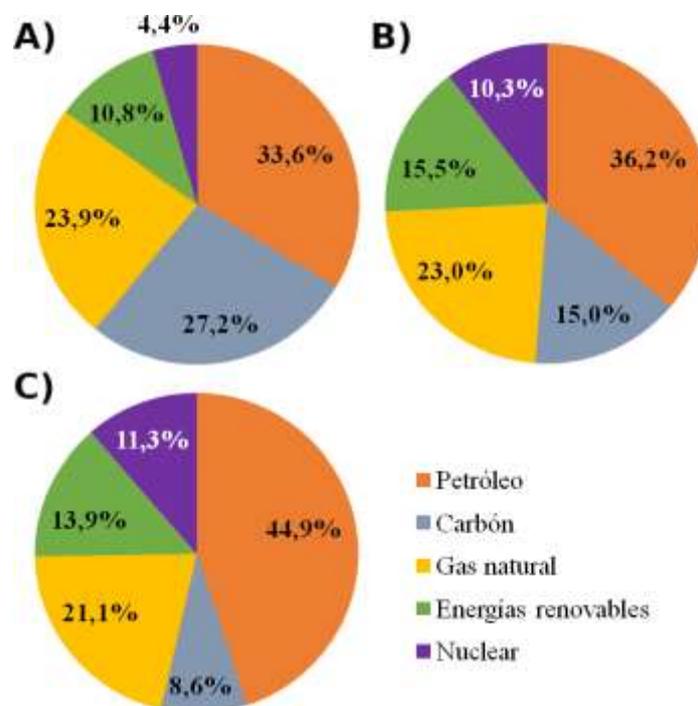


Figura 3. Porcentaje de consumo de energía primaria (A) mundial, (B) en Europa y (C) en España en el año 2018 [modificado de APPA Renovables (2021a); APPA Renovables (2021b)].

1.1. La energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica se obtiene del recurso natural conocido como “recurso solar fotovoltaico”. El recurso solar fotovoltaico se define como la energía fotovoltaica por unidad de tiempo (potencia fotovoltaica) que producen los paneles solares por unidad de área. La energía solar fotovoltaica es la tercera fuente de energía renovable mundial después de la eólica y la hidroeléctrica (Wu et al., 2019; IRENA, 2020a). En concreto, durante 2020 se instalaron mundialmente unos 707 GW de energía solar fotovoltaica [Figura 4, (IRENA, 2020a)].

En España en particular, la energía solar fotovoltaica fue la tercera energía renovable en capacidad instalada después de la energía eólica terrestre y la energía hidroeléctrica, con una capacidad de aproximadamente 11.8 GW instalados (Figura 5; IRENA, 2020b).

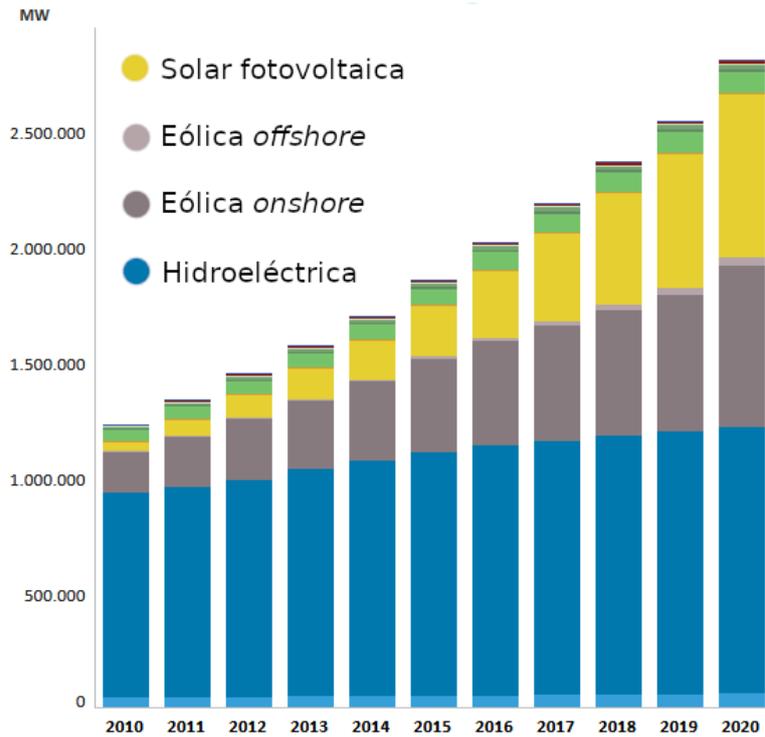


Figura 4. Tendencia mundial de energías renovables [modificado de IRENA (2020a)].

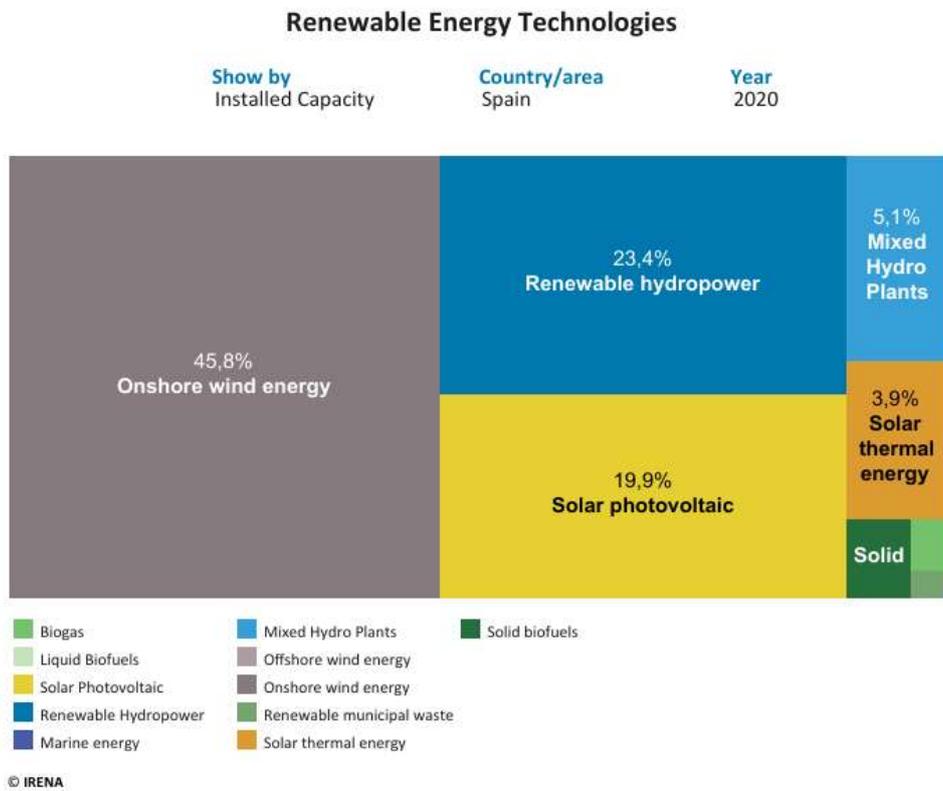


Figura 5. Porcentaje de capacidad de energía renovable instalada en España en 2020 (IRENA, 2020b).

Hasta el año 2014, toda la energía solar fotovoltaica instalada fue *onshore*. En el año 2007 se instalaron en Aichi (Japón) paneles solares fotovoltaicos flotantes en reservorios de agua dulce por primera vez (World Bank Group, ESMAP y SERIS, 2018); pero no fue hasta 2014 cuando también se instalaron parques solares en el océano, concretamente en las Maldivas (Soukissian et al., 2021). La energía solar fotovoltaica *offshore* por tanto es una energía renovable novedosa que apenas lleva 7 años en funcionamiento. Wu et al. (2019) señalan algunos de los proyectos para instalar paneles solares fotovoltaicos *offshore* en la costa de China, pero la mayoría de dichos proyectos todavía está en fase de desarrollo. Un proyecto finalizado fue el llamado *Zon op Zee (Solar-at-Sea)*. Este proyecto consta de dos plantas fotovoltaicas flotantes. La primera de ellas se encuentra a menos de 1 km de la costa, se construyó en el año 2019 y fue ampliado a 50 kW de capacidad en 2020. El segundo parque está situado a 15 km de la costa y soporta olas de gran envergadura (13 m de altura), así como fuertes vientos, tormentas y corrientes (Oceans of Energy; Snieckus, 2020). La propia empresa holandesa *Oceans of Energy* está planificando un segundo proyecto en el mar del Norte. Otro proyecto de energía solar fotovoltaica *offshore* es el Proyecto Saemangeum, en el estuario Saemangeum (mar Amarillo, Corea del Sur), el cual aúna la energía solar y la eólica *offshore*. Se pretende construir una planta de paneles solares flotantes de 2.7 GW y de turbinas eólicas de 300 MW (Radowitz, 2019; Bellini, 2020; Ajdin, 2020). Las compañías noruegas *Ocean Sun* y *Fred. Olsen Renewables* junto con otros colaboradores han lanzado un proyecto para instalar 0.25 MWp de potencia fotovoltaica flotante en las costas de Gran Canaria, que es la parte más soleada de Europa (Garanovic, 2021). La **Figura 6** es un ejemplo de una planta solar fotovoltaica *offshore* (imagen cedida por *Ocean Sun*):



Figura 6. Planta solar fotovoltaica *offshore* (Garanovic, 2021).

A pesar de que las energías renovables son de gran importancia para combatir el cambio climático, es importante tener en cuenta que el cambio climático también tiene un impacto sobre la producción de muchas energías renovables, ya que afecta a los recursos naturales de los que se sirven. Por ejemplo, el cambio climático puede modificar la intensidad del viento en una determinada región (Tobin et al., 2015), lo que puede provocar pérdidas para el sector eólico. Según Jerez et al. (2015), el recurso solar fotovoltaico depende principalmente de la irradiancia procedente del Sol (radiación incidente de onda corta), pero también de otros factores ambientales como la temperatura del aire y la velocidad del viento, ya que estos dos últimos afectan a la eficiencia de los paneles. Otros autores como Golroodbari y van Sark (2020) también consideran la humedad relativa del aire como otro factor a tener en cuenta, ya que contribuye a mejorar la eficiencia de los paneles.

Los principales retos a los que se enfrenta la tecnología fotovoltaica son, por un lado, mejorar la eficiencia de los paneles y, por otro lado, disponer de espacio suficiente para su instalación. La búsqueda de ideas para mejorar la eficiencia de las células fotovoltaicas es muy importante, sobre todo, en un contexto de calentamiento global, ya que cuanto mayor es la temperatura del aire circundante a las placas, menor es su eficiencia (Jerez et al., 2015; Soukissian et al., 2021; Golroodbari y van Sark, 2020). Numerosos estudios como Oliveira-Pinto y Stokkermans (2020), Gorijan et al. (2021) o Golroodbari y van Sark (2020) señalan algunas ventajas que presentan los paneles fotovoltaicos *offshore* respecto a los paneles solares convencionales en tierra. Los paneles fotovoltaicos en el océano permiten mejorar la eficiencia, puesto que el contacto con el agua reduce la temperatura de los paneles debido a la diferencia de temperatura entre el agua y el aire. Además, el viento es más intenso sobre la superficie del océano que en tierra (Golroodbari y van Sark, 2020), lo que favorece el enfriamiento de los paneles. La humedad relativa en el océano también es mayor que en tierra, por lo que la instalación *offshore* aumenta la eficiencia (Golroodbari y van Sark, 2020). En cuanto a la disponibilidad de espacio, la instalación de paneles en el océano evita eliminar áreas terrestres que pueden destinarse a la agricultura. Otras ventajas de instalar paneles fotovoltaicos en el océano son la ausencia de sombra que bloquee la luz del sol, que hay menos cantidad de polvo que ensucie los paneles y que no se necesita allanar el terreno (Oliveira-Pinto y Stokkermans, 2020; Golroodbari y van Sark, 2020). Como desventajas de la energía fotovoltaica *offshore*, Oliveira-Pinto y Stokkermans (2020) señalan que condiciones adversas de viento y oleaje pueden producir microfisuras en las células fotovoltaicas. Además, los paneles pueden sufrir corrosión por el agua de mar. Los paneles fotovoltaicos suelen tener unos 30 o 40 años de esperanza de vida y existe poca documentación del impacto medioambiental que pueden ocasionar.

Algunos estudios como Jerez et al. (2015), López et al. (2020) o Soukissian et al. (2021) han calculado el recurso solar fotovoltaico en Europa, la costa asturiana y en el mar Mediterráneo, respectivamente. En ellos, se comenta uno de los principales obstáculos a los que se enfrentan las energías renovables: la intermitencia de los recursos, ya que no son estables a lo largo del año. Por esa razón, en varios artículos como Oliveira-Pinto et

al., 2020, López et al. (2020) y Soukissian et al. (2021) se ha estudiado la posibilidad de combinar distintas energías renovables en parques híbridos *offshore*, que permitan una producción de energía limpia lo más estable posible a lo largo de todo el año.

1.2. Área de estudio

La zona de estudio abarca desde el estrecho de Gibraltar hasta el mar Cantábrico (de 36°N a 44.25°N) y desde 5.5°W hasta aproximadamente el final de la plataforma continental de Portugal (10.75°W) (**Figura 7**).

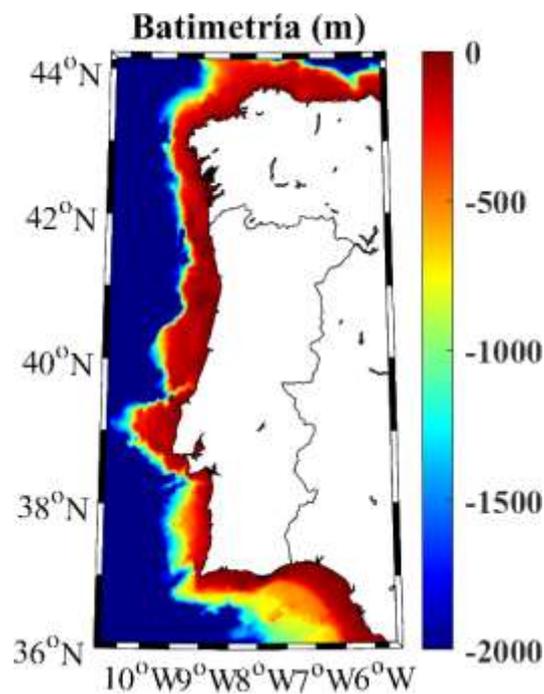


Figura 7. Batimetría de la región de estudio.

Las energías renovables en el océano, como la eólica *offshore* ya se están explotando comercialmente con parques flotantes en frente de las costas de Viana do Castelo, en Portugal (Power Technology , 2020) y se espera un incremento de parques flotantes en el futuro, como un proyecto en Bilbao que confía completarse en 2025 (Buljan, 2021). Según Sanz (2020), España y Portugal tienen un gran potencial para convertirse en “el centro de la energía eólica flotante”, y cabe pensar que otras formas de energía renovables como la solar fotovoltaica *offshore* puedan explotarse en solitario o combinarse con la eólica en muchas regiones, para garantizar un mayor suministro energético limpio y más estable a lo largo del año. En la **Figura 7** puede observarse que la plataforma continental es estrecha. Esta batimetría podría condicionar la instalación de parques eólicos y solares fotovoltaicos. Sin embargo, gracias a los avances tecnológicos que existen en la actualidad, puede superarse el problema de una plataforma continental estrecha mediante estructuras flotantes (Williams, 2020).

2. Objetivos

El principal objetivo de este Trabajo de Fin de Máster (TFM) es conocer el recurso solar fotovoltaico sobre el océano Atlántico, al oeste de la Península Ibérica. Así, se analizará:

- el recurso solar fotovoltaico *offshore* en términos anuales y estacionales,
- el impacto que tendrá el cambio climático sobre este recurso en el futuro y
- los cambios en la estabilidad del recurso a lo largo del año.

También se estudiarán las variables atmosféricas de las que depende el recurso solar por separado, para poder explicar los cambios en el recurso solar fotovoltaico.

El análisis de todos estos aspectos tiene como finalidad discutir cuál será la mejor localización para posibles proyectos de energía solar fotovoltaica *offshore* en esta región. Para ello se utilizarán datos de simulaciones futuras realizadas con modelos climáticos regionales bajo el escenario RCP8.5. Se calculará el recurso solar en un periodo histórico (1990-2019) y dos periodos futuros: uno cercano (2030-2059) y otro lejano (2070-2099).

Para describir cómo se ha alcanzado este objetivo, el TFM se ha estructurado de la siguiente manera: los datos utilizados y la metodología aplicada se detallan en la sección 3, los resultados en la sección 4, y la discusión de los mismos en la sección 5. Por último, las conclusiones más relevantes se muestran en la sección 6.

3. Bases de datos y métodos

3.1. Bases de datos utilizadas

Para poder calcular el recurso solar fotovoltaico se han utilizado tres variables: la radiación de onda corta incidente sobre la superficie de la Tierra, la temperatura del aire a 2 metros de altura y la velocidad del viento a 10 metros de altura. Se han seleccionado tres periodos temporales para estudiar el valor de estas variables en el pasado y predecir cómo serán en el futuro. Según la Organización Meteorológica Mundial (OMM), para poder hablar de cambios en el clima, es necesario trabajar con periodos temporales de 30 años como mínimo ([World Meteorological Organization](#)). Aquellos periodos de 30 años se los denomina “normales climatológicas”. Como periodo de referencia se ha seleccionado la normal climatológica histórica más cercana a la fecha de inicio de este TFM (1990-2019). Por otro lado, se ha seleccionado un futuro cercano (2030-2059) porque no se espera una explotación comercial de la energía solar fotovoltaica a corto plazo pero sí se confía en el auge de esta energía renovable de aquí a 10 años. Para obtener información del recurso solar a largo plazo también se ha seleccionado un periodo futuro lejano (2070-2099).

Los datos son resultado de simulaciones llevadas a cabo por varios institutos dentro del Experimento Coordinado del Clima Reducido a Escala Regional (*COordinated Regional climate Downscaling EXperiment*, CORDEX). En este proyecto participan numerosos institutos meteorológicos y otros organismos que acordaron realizar simulaciones futuras del clima con una misma resolución espacial, temporal y bajo unos mismos escenarios de concentración de gases de efecto invernadero (*Representative Concentration Pathways*, RCPs) en la atmósfera. CORDEX (<https://cordex.org/>) toma las salidas de los Modelos Climáticos Globales (*Global Climate Models*, GCM), con escalas espaciales de alrededor de 1000 km × 1000 km, para alimentar los Modelos Climáticos Regionales (*Regional Climate Models*, RCM). El proyecto CORDEX consta de lo que se denominan “dominios”, “regiones a lo largo del globo en las que se ha aplicado la regionalización” ([AEMET, 2017](#)). En este TFM se ha trabajado con el dominio EUR-11, dentro de la rama europea de CORDEX, EURO-CORDEX ([Benestad et al., 2021](#)), con una resolución espacial de 0.11° × 0.11° (~12.5 km). Los datos pueden descargarse de <https://esgf-data.dkrz.de/search/cordex-dkrz/>. Se buscan modelos regionales que cumplan tres requisitos: disponer de datos de las tres variables necesarias, una resolución temporal diaria y que las proyecciones futuras se hayan realizado bajo el escenario de forzamiento radiativo más pesimista, el RCP8.5. Según este escenario, en el año 2100 se alcanzará un valor de forzamiento radiativo de 8.5 Wm⁻² y una concentración del CO₂ atmosférico de 936 ppm ([AEMET, 2017](#)). En total se han encontrado 35 modelos regionales que disponen de datos para las tres variables: radiación de onda corta descendente (*Surface Downwelling Shortwave Radiation*, *rsds*), velocidad del viento cerca de la superficie (*Near-Surface WindSpeed*, *sfcWind*) y temperatura del aire cerca de la superficie (*Near-Surface Air Temperature*, *tas*) y que

cumplen las condiciones de resolución espacio-temporal y de forzamiento radiativo en el futuro con las que se desea trabajar. Dichos modelos se muestran en la **Tabla 1**.

Tabla 1. Modelos climáticos regionales (MCR) de EURO-CORDEX seleccionados, acompañados del correspondiente modelo climático global (MCG) y del instituto que los desarrolló.

Número del modelo	MCG	MCR	Instituto
1	CNRM-CERFACS-CNRM-CM5	CCLM4-8-17	CLMcom
2	CNRM-CERFACS-CNRM-CM5	ALADIN63	CNRM
3	CNRM-CERFACS-CNRM-CM5	HIRHAM5	DMI
4	CNRM-CERFACS-CNRM-CM5	REMO2015	GERICS
5	CNRM-CERFACS-CNRM-CM5	WRF381P	IPSL
6	CNRM-CERFACS-CNRM-CM5	RACMO22E	KNMI
7	CNRM-CERFACS-CNRM-CM5	RCA4	SMHI
8	ICHEC-EC-EARTH	HIRHAM5	DMI
9	ICHEC-EC-EARTH	RACMO22E	KNMI
10	ICHEC-EC-EARTH	RCA4	SMHI
11	IPSL-IPSL-CM5A-MR	REMO2015	GERICS
12	IPSL-IPSL-CM5A-MR	WRF381P	IPSL
13	IPSL-IPSL-CM5A-MR	RACMO22E	KNMI
14	IPSL-IPSL-CM5A-MR	RCA4	SMHI
15	MOHC-HadGEM2-ES	CCLM4-8-17	CLMcom
16	MOHC-HadGEM2-ES	COSMO-crCLIM-v1-1	CLMcom-ETH
17	MOHC-HadGEM2-ES	ALADIN63	CNRM
18	MOHC-HadGEM2-ES	RegCM4-6	ICTP
19	MOHC-HadGEM2-ES	WRF381P	IPSL
20	MOHC-HadGEM2-ES	RACMO22E	KNMI
21	MOHC-HadGEM2-ES	RCA4	SMHI
22	MPI-M-MPI-ESM-LR	CCLM4-8-17	CLMcom
23	MPI-M-MPI-ESM-LR	COSMO-crCLIM-v1-1	CLMcom-ETH
24	MPI-M-MPI-ESM-LR	ALADIN63	CNRM
25	MPI-M-MPI-ESM-LR	HIRHAM5	DMI
26	MPI-M-MPI-ESM-LR	RegCM4-6	ICTP
27	MPI-M-MPI-ESM-LR	RACMO22E	KNMI
28	MPI-M-MPI-ESM-LR	REMO2009	MPI-CSC
29	MPI-M-MPI-ESM-LR	RCA4	SMHI
30	NCC-NorESM1-M	COSMO-crCLIM-v1-1	CLMcom-ETH
31	NCC-NorESM1-M	HIRHAM5	DMI
32	NCC-NorESM1-M	REMO2015	GERICS
33	NCC-NorESM1-M	WRF381P	IPSL
34	NCC-NorESM1-M	RACMO22E	KNMI
35	NCC-NorESM1-M	RCA4	SMHI

Para validar las 35 simulaciones descritas en la tabla para la región de estudio se utilizará la base de datos ERA5 del Centro Europeo de Previsiones Meteorológicas a

Plazo Medio (*European Centre for Medium-Range Weather Forecasts*, ECMWF). Los datos de ERA5 pueden descargarse de <https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/dataset/reanalysis-era5-single-levels?tab=overview>. Son datos horarios con una resolución espacial de $0.25^\circ \times 0.25^\circ$. En la sección 3.2.5. se aportan detalles sobre la validación de los modelos.

3.2. Métodos

La lectura de las series de datos, el tratamiento de los mismos y la representación gráfica de los resultados se han realizado con el lenguaje de programación MATLAB (<https://es.mathworks.com/products/matlab.html>). A continuación, se expone la metodología seguida para tratar los datos de EURO-CORDEX y ERA5.

3.2.1. Cálculo del recurso solar fotovoltaico.

El cálculo del recurso solar fotovoltaico (PV) está basado en el artículo de [Jerez et al. \(2015\)](#) y se define como la energía fotovoltaica por unidad de tiempo (potencia fotovoltaica) que producen los paneles solares por unidad de área. El recurso solar fotovoltaico depende de dos factores: por un lado depende de la radiación incidente de onda corta, RAD , y por otro lado depende de lo que se conoce como relación de calidad, P_R :

$$PV = P_R(t) \cdot RAD(t) \quad (1)$$

La relación de calidad P_R describe la relación entre la potencia real que producen los paneles fotovoltaicos y la potencia teórica ([Solanki, Nagababu y Kachhwaha, 2017](#)), y está afectada por la temperatura del panel de la célula fotovoltaica, T_{cel} :

$$P_R(t) = 1 + \gamma [T_{cel}(t) - T_{STC}] \quad (2)$$

El coeficiente $\gamma = -0.005 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$ es la eficiencia de conversión de una célula solar de silicio cristalino ([Tonui y Tripanagnostopoulos, 2008](#)) y $T_{STC} = 25 \text{ } ^\circ\text{C}$ es la temperatura en condiciones de prueba estándar. Nótese que el factor γ , de signo negativo, indica que la relación de calidad de un panel fotovoltaico disminuye al aumentar la temperatura de la célula fotovoltaica.

La temperatura del panel fotovoltaico, a su vez, se ve influenciada por factores ambientales como la temperatura del aire (T), la velocidad del viento (W) y la propia radiación solar (RAD), tal y como describen [Chenni et al. \(2007\)](#):

$$T_{cel}(t) = c_1 + c_2 \cdot T(t) + c_3 \cdot RAD(t) + c_4 \cdot W(t) \quad (3)$$

donde $c_1 = 4.3 \text{ }^\circ\text{C}$, $c_2 = 0.943$, $c_3 = 0.028 \text{ }^\circ\text{C m}^2\text{W}^{-1}$ y $c_4 = -1.528 \text{ }^\circ\text{C s m}^{-1}$. Obsérvese que tanto la radiación solar como la temperatura del aire contribuyen a aumentar la temperatura del panel solar (c_2 y c_3 son positivos) mientras que el viento contribuye a enfriar los paneles (c_4 negativo). No obstante, a partir de las ecuaciones (1), (2) y (3) puede comprobarse que el recurso solar depende mayoritariamente del valor de la radiación incidente de onda corta, y no tanto de la velocidad del viento o la temperatura del aire, puesto que el coeficiente γ en la ecuación (2) es pequeño en comparación con el valor de la radiación solar.

Una vez calculado el recurso solar fotovoltaico, se pretende hacer una climatología del periodo histórico y de los dos periodos futuros escogidos, así como un estudio estacional del recurso solar. Con este propósito se calcula un único valor de recurso solar para cada punto de malla de cada modelo considerando el periodo seleccionado (histórico o futuro y anual o estacional). Además de analizar el recurso solar también es interesante analizar la climatología de cada una de las 3 variables de las que depende por separado. Por ello, el procedimiento anterior también se ejecuta para la temperatura, el viento y la radiación.

3.2.2. Cálculo de la variación del recurso solar y de los factores ambientales.

Como se comentó en la sección 2, una de las finalidades principales de este TFM es estudiar cómo cambiará el recurso solar fotovoltaico en el futuro, a corto y largo plazo, así como la temperatura, la radiación de onda corta y la velocidad del viento. Por esta razón también se calcula el cambio de dichas variables respecto a sus valores en el periodo histórico o de referencia siguiendo la expresión:

$$\Delta Var (\%) = \frac{Var_{futuro} - Var_{histórico}}{Var_{histórico}} \cdot 100 \quad (4)$$

donde ΔVar es el porcentaje de cambio en la variable, Var_{futuro} es el valor de la variable en el futuro (bien cercano o lejano) y $Var_{histórico}$ es el valor de la variable en el periodo histórico. Se aplica para cada modelo y cada cuadrícula de la malla, tanto a los

valores promediados temporalmente a todo el periodo como a los valores promediados a los meses de las cuatro estaciones del año.

3.2.3. Estimación de la influencia del cambio en los factores ambientales sobre el cambio en el recurso solar.

En la sección 3.2.1. ya se comentó que la variable que más influye en el recurso solar fotovoltaico es la radiación incidente de onda corta. Sin embargo, cabe preguntarse si también la variación que puede sufrir la radiación solar en el futuro en un contexto de cambio climático es la variable que más influye en la variación del recurso solar, o si por el contrario son los cambios en la velocidad del viento o la temperatura los factores que más influyen en el cambio del recurso solar. Teniendo como referencia a [Jerez et al. \(2015\)](#), a partir de las ecuaciones (1)–(3)(3), puede demostrarse que el recurso solar fotovoltaico, PV , puede expresarse también como:

$$PV = \alpha_1 \cdot RAD + \alpha_2 \cdot RAD^2 + \alpha_3 \cdot RAD \cdot T + \alpha_4 \cdot RAD \cdot W \quad (5)$$

donde $\alpha_1 = 1.1035$, $\alpha_2 = -1.4 \cdot 10^{-4} m^2 W^{-1}$, $\alpha_3 = -4.715 \cdot 10^{-3} C^{-1}$ y $\alpha_4 = 7.64 \cdot 10^{-3} s m^{-1}$.

A partir de la ecuación (5) puede escribirse el cambio en el recurso solar fotovoltaico, ΔPV , debido a las variaciones en los tres factores ambientales como:

$$\begin{aligned} \Delta PV = & \\ = \Delta RAD \cdot (\alpha_1 + \alpha_2 \cdot \Delta RAD + 2\alpha_2 \cdot RAD + \alpha_3 \cdot T + \alpha_4 \cdot W) + & \\ + \alpha_3 \cdot RAD \cdot \Delta T + \alpha_4 \cdot RAD \cdot \Delta W + & \\ + \alpha_3 \cdot \Delta RAD \cdot \Delta T + \alpha_4 \cdot \Delta RAD \cdot \Delta W & \end{aligned} \quad (6)$$

donde ΔRAD , ΔT y ΔW son los cambios en la radiación de onda corta, en la temperatura del aire y en la velocidad del viento, respectivamente.

La influencia (o peso) que ejerce el cambio de uno de los tres factores ambientales sobre el cambio en el recurso solar puede estimarse anulando la variación en los otros dos

factores. Así, si se pretende calcular el cambio en el recurso solar debido a la temperatura, ΔPV^T , se anulan el cambio en la velocidad del viento y en la radiación ($\Delta RAD = \Delta W = 0$):

$$\Delta PV^T = \alpha_3 \cdot RAD \cdot \Delta T \quad (7)$$

El cambio en el recurso solar debido al cambio en la velocidad del viento se estima como:

$$\Delta PV^W = \alpha_4 \cdot RAD \cdot \Delta W \quad (8)$$

y la influencia del cambio en la radiación sobre el cambio en el recurso solar se estima según:

$$\begin{aligned} \Delta PV^{RAD} &= \\ &= \Delta RAD \cdot (\alpha_1 + \alpha_2 \cdot \Delta RAD + 2\alpha_2 \cdot RAD + \alpha_3 \cdot T + \alpha_4 \cdot W) \end{aligned} \quad (9)$$

Obsérvese que las ecuaciones (7), (8) y (9) son una aproximación de la influencia de los cambios en los factores ambientales sobre el cambio en el recurso solar fotovoltaico. Tal y como apuntan [Jerez et al. \(2015\)](#), los últimos dos sumandos en la ecuación (6) son términos cruzados que impiden calcular la contribución exacta de cada variable al cambio en el recurso solar.

3.2.4. Estudio de la estabilidad del recurso solar fotovoltaico.

La estabilidad de los recursos en el contexto de energías renovables es un factor a tener en cuenta, ya que su intermitencia puede suponer un problema en el suministro a la red eléctrica. Por ello, se busca que las fuentes de energía renovables sean lo más estables posible a lo largo de todo el año.

Para cuantificar la estabilidad existe lo que se conoce como índice de estabilidad (*monthly variability index*, M_v), y se calcula como

$$M_v = \frac{PV^{MAX} - PV^{MIN}}{PV^{año}} \quad (10)$$

donde PV^{MAX} y PV^{MIN} representan los valores de recurso solar promedio en el mes de mayor y menor PV , respectivamente. $PV^{año}$ es el valor promedio a todo el año climatológico. Este cálculo se realiza para cada cuadrícula de la malla.

A partir de la ecuación (10) puede deducirse que cuanto mayor sea la diferencia entre los valores del recurso solar promedio en los meses de mayor y menor recurso, mayor será el índice de estabilidad. Nótese que entonces un índice de estabilidad alto indica una gran variación de recurso solar y, por lo tanto, baja estabilidad.

3.2.5. Validación de los modelos.

El proceso de validación es un proceso necesario que tiene la finalidad de comprobar cuánto se parecen los resultados de las simulaciones a la realidad, de modo que un modelo se dice “válido” cuando se aproxima a la realidad. Se consideran datos “reales” a aquellas mediciones *in situ* de boyas, estaciones meteorológicas y campañas de medición, así como datos de satélite y de reanálisis. La región de estudio (oeste de la Península Ibérica) es un área demasiado grande como para utilizar únicamente medidas de boyas o estaciones meteorológicas. Por esa razón se elige utilizar una base de datos de reanálisis, que aúna datos de satélite y medidas *in situ* mediante interpolaciones en una malla regular. Otra de las razones por las que se escogen datos de reanálisis es que no es frecuente encontrar puntos sobre el océano donde se midan las tres variables necesarias para calcular el recurso solar fotovoltaico.

Para validar los modelos se utiliza un test de solapamiento, también llamado test de Perkins, en honor al estudio de [Perkins et al. \(2007\)](#). Este método se basa en evaluar cuantitativamente la similitud entre los datos observados y los resultados de los modelos, comparando las frecuencias relativas (o funciones densidad de probabilidad, en su forma continua) de ambas series de datos. Esta metodología ha sido ampliamente utilizada en estudios científicos como [Costoya et al. \(2019\)](#) o [Des et al. \(2021\)](#). Otros métodos se basan únicamente en comparar la media y la desviación estándar de ambas series de datos. Sin embargo, dichas variables estadísticas no aseguran una buena comparación entre los datos observados y los que provienen de las simulaciones ([Perkins et al. 2007](#)), ya que dos series pueden tener la misma media y desviación estándar y ser muy diferentes. El test de solapamiento presenta la ventaja de que se tiene en cuenta todo el rango de datos.

Se ha escogido el periodo 1986-2005 para realizar la validación. La razón por la que no se elige un año más cercano a la actualidad es porque 2005 es el último año histórico de CORDEX, es decir, a partir del año 2005 CORDEX ya se sitúa en un escenario RCP8.5.

A la hora de validar los modelos, hay que asegurarse en primer lugar de que los datos de EURO-CORDEX y ERA5 compartan una malla común. En este caso, las resoluciones

espaciales y temporales de los datos de reanálisis de ERA5 y de EURO-CORDEX no coinciden. Por un lado, ERA5 emplea una malla regular de resolución espacial $0.25^\circ \times 0.25^\circ$ (Hersbach et al., 2020), mientras que la malla de EURO-CORDEX es de resolución $0.11^\circ \times 0.11^\circ$. Por esta razón hace falta realizar un interpolado para conseguir que los datos de EURO-CORDEX tengan también una resolución de $0.25^\circ \times 0.25^\circ$. Esta resolución espacial solo se utiliza para validar los modelos. Una vez validados, se trabaja con la resolución original de $0.11^\circ \times 0.11^\circ$. Por otro lado, la escala temporal de ERA5 es horaria, en contraposición con los datos de EURO-CORDEX, que son diarios. Por consiguiente, es necesario realizar un promedio temporal sobre los datos de ERA5 a los 24 valores de cada día.

Una vez se dispone de las dos series de datos referidas a la misma malla ($0.25^\circ \times 0.25^\circ$) y en la misma escala temporal (diaria) puede comenzar el test de solapamiento. Este test se ejecuta sobre el recurso solar fotovoltaico, la radiación incidente de onda corta, la temperatura del aire y la velocidad del viento, para cada cuadrícula de la malla y cada modelo. De este modo se tienen $365 \text{ días/año} \times 20 \text{ años} + 5 \text{ días}$ (5 años bisiestos) = 7305 días = 7305 valores para cada serie. Nótese que en realidad se tienen 36 series de datos para cada cuadrícula de la malla y para cada variable (una serie de datos “reales”, que son los datos de reanálisis, y otras 35 series procedentes de los modelos). A continuación, se construye un histograma con las series de datos. Para ello, se discretiza el rango de valores en los que puede encontrarse la variable en intervalos regulares y se calcula cuántos valores de esos 7305 se encuentran en cada intervalo. El número de intervalos depende de cada variable: no puede ser demasiado pequeño porque se estaría perdiendo resolución, ni demasiado grande porque entonces podría haber intervalos que no recibiesen ningún número. Este histograma se realiza tanto para la serie de datos de EURO-CORDEX como para la de ERA5, y se representan en la **Figura 8**. En el eje de las X se representan los valores que puede tomar el recurso solar fotovoltaico. En el eje de las Y se representa el número de veces que aparece un valor comprendido entre los límites de cada intervalo dividido para el número total de datos en la serie, es decir, la frecuencia relativa. Se expresa en forma de porcentaje.

Este gráfico debe interpretarse de la siguiente forma: por un lado, no debe interpretarse la separación entre las columnas del histograma como una escasez de valores en ese intervalo, sino que todo el rango de valores en el eje X está cubierto. Las columnas se han representado separadas para que puedan distinguirse adecuadamente. Por otra parte, tanto las columnas en rojo como las columnas en azul están referidas al mismo intervalo en el eje X. Las columnas en azul se han dibujado desplazadas respecto a las columnas en rojo también para una adecuada visualización.

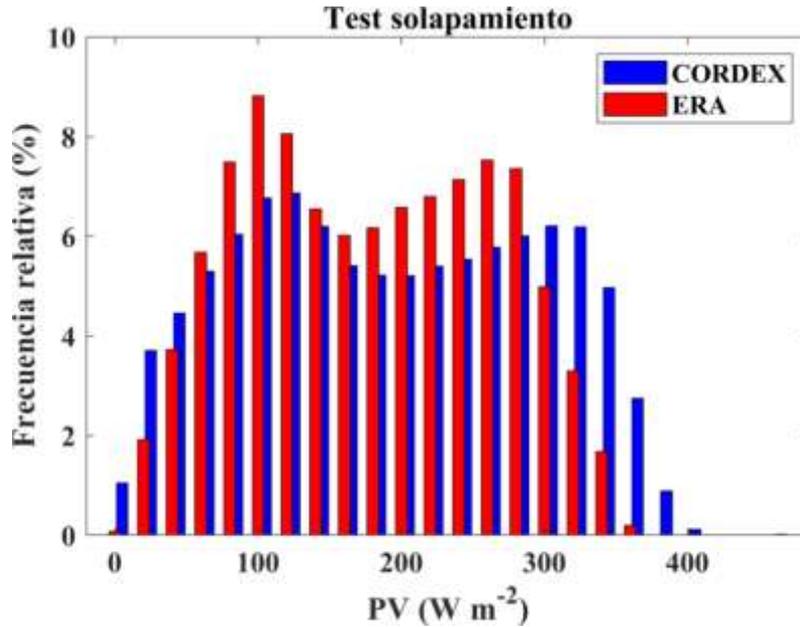


Figura 8. Test de solapamiento para el recurso solar fotovoltaico obtenido del multimodelo de EURO-CORDEX (azul) y de ERA5 (rojo).

En la **Figura 8** se observa que existen ciertos intervalos para los cuales el modelo de EURO-CORDEX subestima los valores de reanálisis de ERA5 (parte central de los histogramas). En cambio, para valores bajos y altos del recurso solar, los modelos sobreestiman los datos de reanálisis. Es decir, el solapamiento entre ambas series no es del 100%, las series son distintas. Cuanto más se parecen estos dos histogramas, mayor es el solapamiento y los modelos representan mejor la realidad. Para cuantificar el solapamiento se realiza el siguiente procedimiento: en primer lugar, se recorren cada uno de los intervalos y se compara la frecuencia relativa que se obtiene con EURO-CORDEX y con ERA5. A continuación, se escoge el valor mínimo entre esas dos frecuencias relativas. Este proceso se repite para cada uno de los intervalos. Por último, se suman las frecuencias relativas mínimas de cada intervalo. El resultado es el solapamiento en porcentaje entre los datos de EURO-CORDEX y ERA5. La expresión matemática del solapamiento se muestra con ecuación (11), donde n representa el número de intervalos en los que se divide el rango de valores entre los que oscila la variable.

$$\text{Solapamiento (\%)} = \sum_{1}^{n} \min(PV_{\text{CORDEX}}, PV_{\text{ERA5}}) \quad (11)$$

De este modo, cuanto más parecidos sean los histogramas, más cercano estará el valor de solapamiento al 100%.

Una vez calculados los porcentajes de solapamiento para cada modelo y cada cuadrícula de la malla, se realiza un promedio a todas las cuadrículas, de forma que se tenga un

único valor de solapamiento por cada modelo. El modelo se dará por válido si su valor de solapamiento es mayor o igual que la media de los solapamientos a todos los modelos menos dos desviaciones estándar. Es decir, el modelo i se considera válido si

$$\text{Solapamiento}(i) \geq \langle \text{Solapamiento}(i) \rangle - 2\sigma_i \quad (12)$$

donde

$$\langle \text{Solapamiento}(i) \rangle = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \text{Solapamiento}(i) \quad (13)$$

y

$$\sigma_i^2 = \frac{N}{N-1} \cdot (\langle \text{Solapamiento}(i)^2 \rangle - \langle \text{Solapamiento}(i) \rangle^2) \quad (14)$$

donde N es el número de modelos. En caso de que existiese algún modelo i que no cumpliera la ecuación (12), habría que rechazar ese modelo y no tenerlo en cuenta a la hora de realizar el promedio a todos los modelos (sección 3.2.6.).

3.2.6. Enfoque multimodelo.

En este TFM se ha optado por hacer un enfoque multimodelo, que consiste en promediar los valores de la temperatura, radiación, viento o recurso solar de los modelos previamente validados, de tal forma que se obtenga un único valor de dichas variables por cada cuadrícula de la malla, sin distinguir entre modelos. Pese a que cada uno de los modelos de la **Tabla 1** tiene la misma resolución espacial (0.11°), no todos ellos muestran un valor en las mismas coordenadas de longitud y latitud. Por ello antes de promediar los modelos es necesario hacer un interpolado de la malla. El proceso de interpolación consiste en lo siguiente: primero, se crea una malla regular de $0.11^\circ \times 0.11^\circ$ de longitudes comprendidas entre $10.75^\circ W$ y $5.5^\circ W$ y latitudes entre $36^\circ N$ y $44.25^\circ N$ y después se interpolan los valores de cada modelo. Así se consigue que todos los modelos tengan un mallado común y pueda realizarse el promedio de los modelos para conseguir un multimodelo.

El enfoque de multimodelo ha sido utilizado en numerosos artículos científicos como [Chaturvedi et al. \(2012\)](#) o [Costoya et al. \(2020\)](#) y permite aportar robustez a las predicciones, ya que estudios previos mostraron que el enfoque de multimodelo reduce los sesgos de los modelos individuales ([Jacob et al., 2014](#); [Abramowitz et al., 2019](#); [Duan et al., 2019](#)).

3.2.7. Análisis estadístico y criterio de consenso multimodelo.

A la hora de analizar la evolución histórica de las variables de estudio (recurso solar fotovoltaico, temperatura, velocidad de viento y radiación) considerando un multimodelo es necesario tener en cuenta cuánto se desvía cada uno de los modelos respecto a la media del multimodelo y para ello se calcula su desviación estándar, σ_i , según la ecuación (15).

$$\sigma_i^2 = \frac{N}{N-1} \cdot (\langle Var(i)^2 \rangle - \langle Var(i) \rangle^2) \quad (15)$$

Donde N representa el número de modelos y $Var(i)$ representa el valor de la variable promediada temporalmente a todo el periodo, pero no promediada a los modelos.

Además, para determinar si el porcentaje de cambio de las distintas variables en un futuro cercano y lejano respecto al periodo histórico es o no significativo se utiliza el “criterio de consenso”. El método del “criterio de consenso” se compone de dos fases para saber si el cambio en las variables será significativo. En la primera fase se trata de contar el número de modelos que coinciden en la dirección del cambio que predice el multimodelo. Es decir, si el multimodelo predice que en cierta cuadrícula de la malla el recurso solar fotovoltaico aumentará (signo de cambio positivo), se cuenta el número de modelos individuales que también predican un aumento del recurso solar fotovoltaico. Análogamente, si el multimodelo predice una disminución del recurso solar (signo de cambio negativo), se cuenta el número de modelos que también predican una disminución en el recurso. Solamente se considerarán cambios significativos en aquellas cuadrículas de la malla que cumplan que al menos el 75% de los modelos climáticos regionales estén de acuerdo con la dirección del cambio que predice el multimodelo.

En la segunda fase ha de cumplirse que por lo menos el 75% de los modelos climáticos que hayan superado la primera fase superen el test de Mann-Whitney-Wilcoxon, también llamado test de suma de rangos de Wilcoxon. Este test es un test no paramétrico y comprueba si dos muestras pertenecen a la misma población. El test coteja la hipótesis nula de que dos muestras independientes pertenezcan a distribuciones continuas con medianas iguales con la hipótesis alternativa de que no lo hagan. En este trabajo, las dos muestras que se comparan son por una parte los datos del periodo histórico y, por otra parte, los datos del periodo futuro. El test devuelve un p-valor, que es la probabilidad de que se obtenga una diferencia entre valores futuros e históricos mayor o igual a la diferencia obtenida, suponiendo cierta la hipótesis nula, H_0 :

$$p \text{ valor} = Prob(diferencia \geq diferencia \text{ obtenida} | H_0) \quad (16)$$

Para este test se escoge un nivel de significancia $\alpha = 5\%$, de modo que la diferencia entre valores futuros e históricos será estadísticamente significativa si *p valor* < 0.05 . En caso de que se cumpla dicha condición, se rechazaría la hipótesis nula de que ambas muestras pertenecen a la misma población y se aceptaría la hipótesis alternativa (Gibbons, 2003).

Este criterio de consenso ya ha sido empleado en previos trabajos de investigación como, por ejemplo, Costoya et al. (2019) y Costoya et al. (2020).

4. Resultados

4.1. Análisis de la fiabilidad de los modelos

Aplicando la metodología descrita en la sección 3.2.5. , se ha calculado el porcentaje de solapamiento entre los resultados que proporciona EURO-CORDEX y los datos de reanálisis de ERA5. El valor de solapamiento para las variables radiación incidente de onda corta, temperatura del aire, velocidad del viento y recurso solar fotovoltaico para cada una de las simulaciones aparecen en la **Tabla 2**.

Tabla 2. Porcentaje de solapamiento para las tres variables que participan en el recurso solar fotovoltaico y del propio recurso solar fotovoltaico para cada modelo regional. La última fila muestra el porcentaje de solapamiento para el multimodelo con su desviación estándar.

Número del modelo	Solapamiento (%)			
	Radiación (RAD)	Temperatura del aire (T)	Velocidad del viento (W)	Recurso solar fotovoltaico (PV)
1	89.82	79.80	90.89	90.39
2	86.86	82.14	85.42	85.84
3	87.26	87.62	87.06	87.42
4	83.43	86.87	88.37	83.67
5	79.72	88.58	86.02	79.28
6	87.62	80.63	86.84	88.04
7	92.02	82.23	87.20	92.07
8	88.64	90.97	88.90	88.33
9	86.24	83.74	88.44	86.40
10	91.84	85.15	88.50	92.28
11	81.23	76.37	91.76	81.42
12	81.29	69.69	83.16	80.72
13	85.61	71.96	90.86	85.44
14	90.50	73.73	90.50	90.99
15	88.81	79.68	89.85	89.70
16	80.99	80.63	89.40	81.94
17	86.96	84.07	89.45	86.89
18	85.70	79.10	87.38	86.89
19	80.20	82.51	88.76	79.98
20	87.53	81.22	92.64	88.46
21	91.28	82.32	93.48	91.33
22	87.30	84.10	88.97	88.21
23	79.34	86.84	88.30	79.79
24	83.80	84.36	86.93	83.29
25	85.58	87.20	87.59	85.68
26	86.06	74.80	81.66	87.73
27	85.42	82.53	87.72	85.88
28	80.85	87.43	89.58	81.03
29	92.24	83.84	87.40	92.64
30	81.84	81.43	91.94	81.83

31	87.74	72.42	90.99	87.43
32	85.85	73.87	93.17	85.68
33	79.84	76.73	90.85	79.54
34	87.37	81.71	90.60	87.79
35	92.59	80.39	91.94	93.01
	85.98	81.33	88.93	86.20
Multimodelo	±	±	±	±
	3.94	5.12	2.61	4.09

Analizando los valores de solapamiento del recurso solar fotovoltaico (última columna de la **Tabla 2**), que es la variable de interés en este TFM, se puede observar que todas las simulaciones cumplen el criterio de validación (ecuación (12)). Por este motivo no se ha descartado ninguna simulación a la hora de hacer el multimodelo y todos los cálculos posteriores. Además, se ha obtenido un valor alto de solapamiento (86.20%) al promediar todas las simulaciones. Puede concluirse por lo tanto que los modelos simulan correctamente los datos de reanálisis de ERA5 y se puede confiar en que los resultados de los modelos representan la realidad.

Analizando el valor del solapamiento variable por variable, también se han encontrado valores medios de solapamiento por encima del 80%. La variable que mejor representa la realidad es la velocidad del viento, con un porcentaje de solapamiento del 88.93%, seguido de la radiación (85.98%).

4.2. Análisis del recurso solar y proyección futura

En esta sección se muestran los mapas de distribución del recurso solar fotovoltaico, la temperatura del aire, la velocidad del viento y la radiación incidente de onda corta al oeste de la Península Ibérica en el periodo histórico (1990-2019), según los modelos de EURO-CORDEX de la **Tabla 1**. También se muestran las predicciones del cambio de estas variables en dos periodos futuros: un futuro cercano (2030-2059) y otro lejano (2070-2099). Además, se presenta la estabilidad del recurso solar a lo largo del año.

El recurso solar fotovoltaico se calculó mediante las ecuaciones (1), (2) y (3), siguiendo la metodología descrita en la sección 3.2.1. En la **Figura 9** se muestra el mapa de distribución del recurso solar fotovoltaico y de su desviación estándar, calculada mediante la ecuación (15), promediados a todo el periodo histórico, resultado del multimodelo.

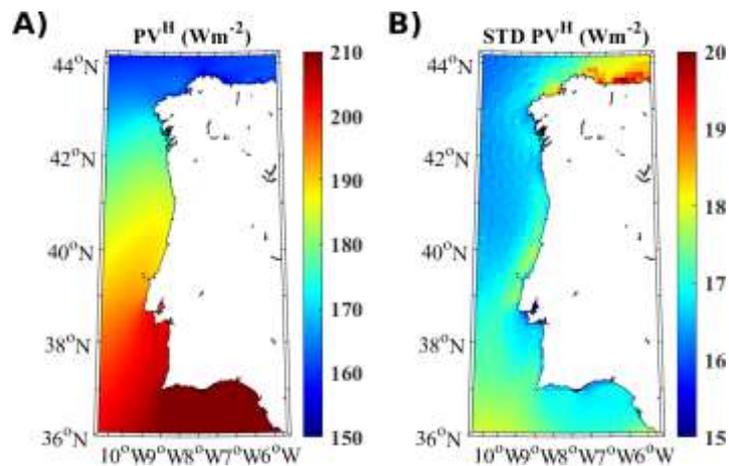


Figura 9. (A) Recurso solar fotovoltaico anual para el periodo 1990-2019. (B) Desviación estándar para el recurso solar fotovoltaico en el periodo 1990-2019.

En la **Figura 9A** puede apreciarse un gradiente latitudinal del recurso solar fotovoltaico en el periodo histórico, con valores más altos (entre 200 y 210 Wm^{-2}) en el sur y más bajos en el norte (en torno a 160 Wm^{-2}), con un cierto gradiente longitudinal. Los valores máximos de recurso solar son los que presenta el Golfo de Cádiz, al sur de la Península Ibérica. La desviación estándar es un orden de magnitud menor que el valor del recurso solar, aunque posee también cierta heterogeneidad.

A continuación, se describirán los patrones de distribución de las variables ambientales que influyen en el recurso solar, así como sus variaciones en el futuro.

La distribución de la radiación de onda corta incidente en el periodo histórico se representa en la **Figura 10**. Se observa un patrón muy similar al del recurso solar fotovoltaico (**Figura 9**), ya que la radiación es la variable ambiental que más influye en el recurso solar. El patrón de distribución del recurso solar es heterogéneo, ya que muestra un gradiente latitudinal, con valores más bajos en el norte ($\sim 150 \text{ Wm}^{-2}$) y mayores en el sur ($\sim 205 \text{ Wm}^{-2}$). La desviación típica es un orden de magnitud menor (**Figura 10B**).

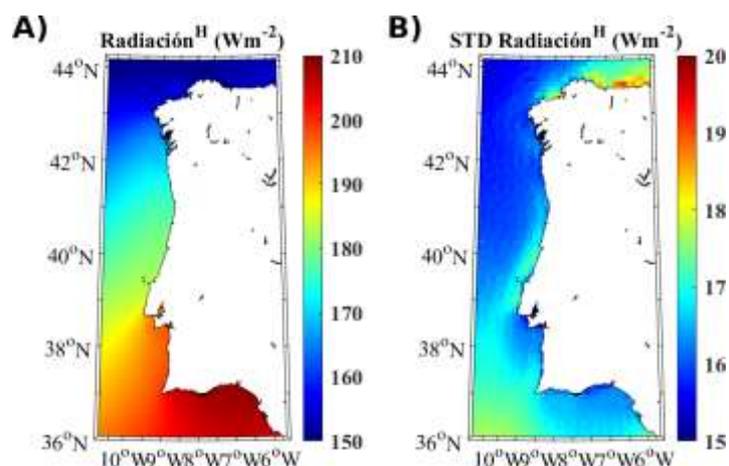


Figura 10. (A) Radiación anual para el periodo 1990-2019. (B) Desviación estándar de la radiación para el periodo 1990-2019.

La **Figura 11** muestra que la radiación aumentará en la costa oeste de la Península Ibérica, tanto en el futuro cercano como en el lejano. El incremento se producirá sobre todo en latitudes de las Rías Altas, las Rías Baixas y en el norte y centro de Portugal hacia mar adentro (~2% en el futuro lejano). Sin embargo, la radiación disminuirá sobre el océano al norte y al sur de la Península (~ -0.5%). Los modelos predicen un aumento de la radiación de onda corta incidente más pronunciado en el futuro lejano **Figura 11B** que en el futuro cercano **Figura 11A**.

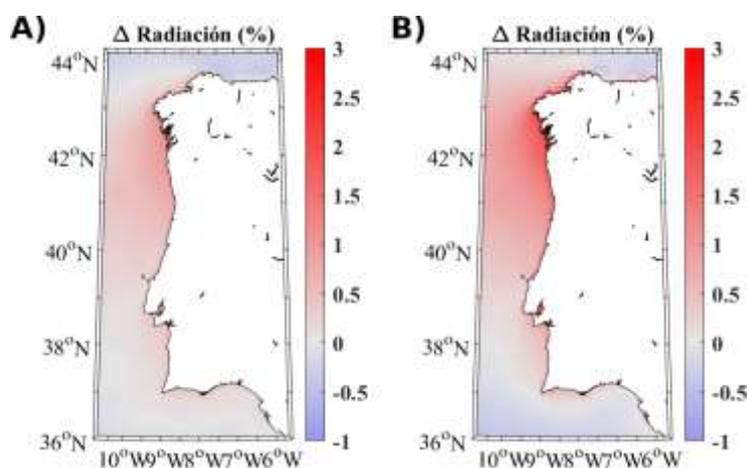


Figura 11. (A) Porcentaje de variación de la radiación en el futuro cercano (2030-2059). (B) Porcentaje de variación de la radiación en el futuro lejano (2070-2099).

En la **Figura 12A** se aprecia un claro gradiente latitudinal de temperatura. Los valores mínimos se alcanzan en la costa norte de Galicia, en proximidades de las Rías Altas, y la costa asturiana (~14°C). Los valores máximos (~18°C) se obtienen en el Golfo de

Cádiz. La desviación estándar (**Figura 12B**) es dos órdenes de magnitud menor que el valor de temperatura.

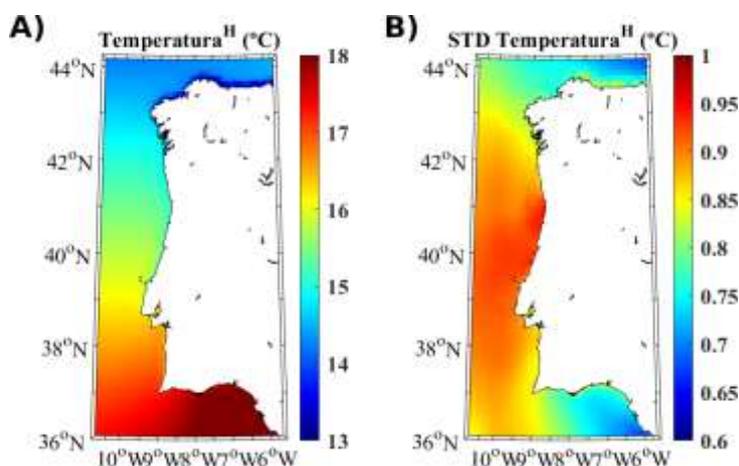


Figura 12. (A) Temperatura del aire anual para el periodo histórico 1990-2019. (B) Desviación estándar de la temperatura del aire en el periodo 1990-2019.

La **Figura 13** muestra el porcentaje de cambio de la temperatura en el futuro. Se ha representado un punto de color negro en aquellas cuadrículas de la malla para las cuales los cambios son significativos, en base al criterio de consenso multimodelo (ver sección 3.2.7.) Se observa que la temperatura se verá incrementada en el futuro, tanto cercano (**Figura 13A**) como lejano (**Figura 13B**), aunque el incremento será mayor en el futuro lejano (~17%), y este incremento será bastante homogéneo en todo el oeste de la Península Ibérica. También se observa que los cambios serán significativos en la gran mayoría de cuadrículas de la malla, para ambos futuros.

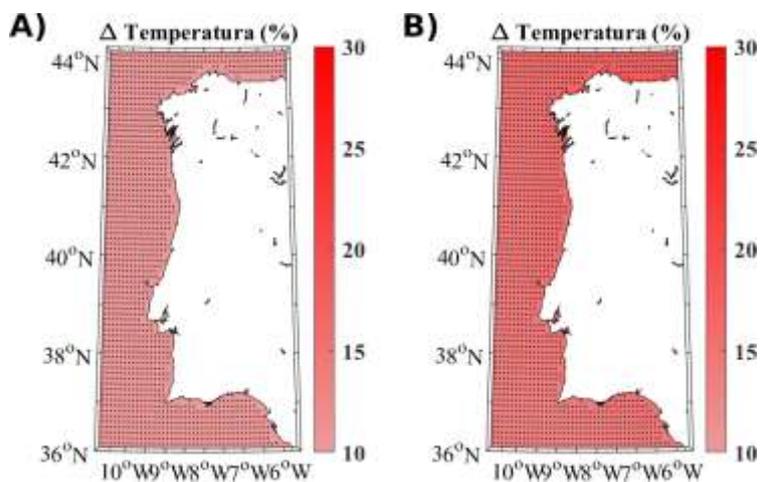


Figura 13. (A) Porcentaje de variación de la temperatura del aire en el futuro cercano (2030-2059). (B) Porcentaje de variación de la temperatura del aire en el futuro lejano (2070-2099).

El patrón de la velocidad del viento en el periodo histórico es muy diferente al de la temperatura (**Figura 14**), puesto que el primero no presenta un gradiente latitudinal, sino que influye más la proximidad a tierra. La velocidad del viento en el periodo histórico es menor en las proximidades de la costa que en mar abierto. Los valores máximos ($\sim 8.5 \text{ ms}^{-1}$) se obtienen al noroeste de Galicia. Las desviaciones estándar para el viento son un orden de magnitud menor que el valor promedio de viento (**Figura 14B**).

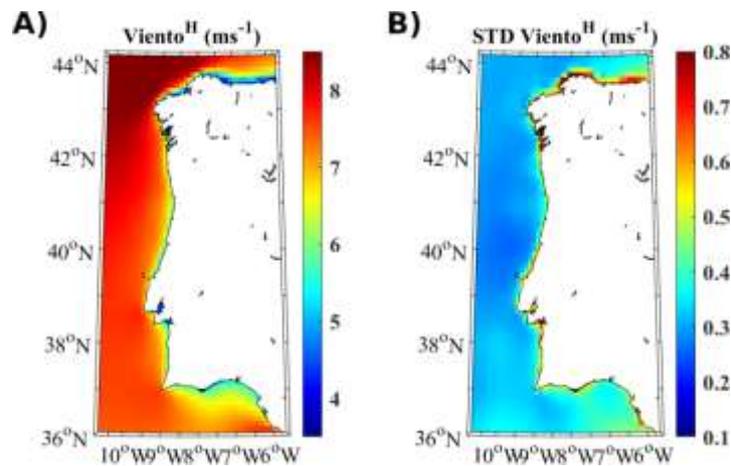


Figura 14. (A) Velocidad del viento anual para el periodo 1990-2019. (B) Desviación estándar de la velocidad del viento en el periodo 1990-2019.

En la **Figura 15** puede verse que la velocidad del viento disminuirá para ambos futuros, siendo la disminución más acusada en el futuro lejano (**Figura 15B**). La principal disminución de la velocidad del viento tendrá lugar en la costa ($\sim -2\%$), donde ya se tenían valores más bajos de la velocidad en el periodo histórico, tal y como se vio en la **Figura 14**. También se observa disminución de la velocidad del viento en el mar Cantábrico y el Golfo de Cádiz ($\sim -2.5\%$). Sin embargo, los cambios solo serán significativos en el Golfo de Cádiz y en la costa portuguesa a unos 38°N para el futuro lejano ($\sim 4\%$). Se han representado las cuadrículas que presentan cambios significativos con un punto de color negro.

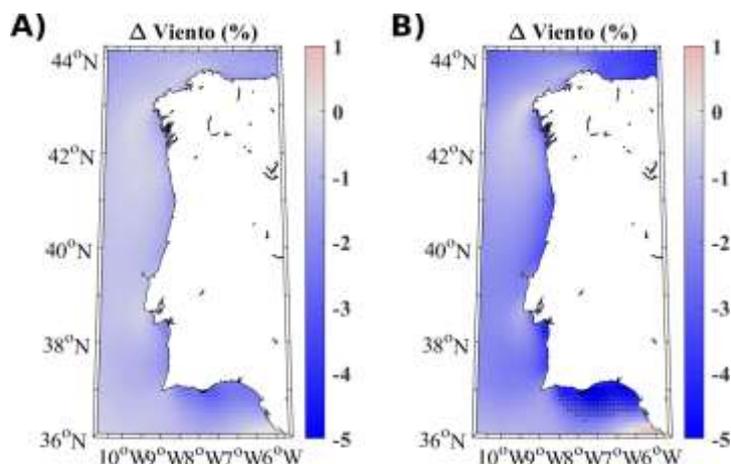


Figura 15. (A) Porcentaje de variación de la velocidad del viento en el futuro cercano (2030-2059). (B) Porcentaje de variación de la velocidad del viento en el futuro lejano (2070-2099).

Ya se ha comentado anteriormente que la radiación es la variable más influyente en el recurso solar fotovoltaico. Sin embargo, también puede resultar interesante estudiar cuál es el peso que las variaciones futuras de la temperatura y el viento tendrán en la variación total del recurso solar fotovoltaico. La **Figura 16A** representa la variación total del recurso solar fotovoltaico para el futuro cercano. Se observa que el recurso solar aumentará al oeste de Galicia, en las proximidades de las Rías Baixas, así como al norte de Portugal ($\sim +0.5\%$). En cambio, disminuirá en el resto de regiones ($\sim -0.5\%$). La tendencia general del recurso solar es entonces a disminuir en el futuro. El peso que tendrá el cambio de cada una de las 3 variables en esa variación del recurso solar se representa en las figuras **Figura 16B**, **Figura 16C** y **Figura 16D**. Nótese que tanto el aumento de la temperatura (como se vio en la **Figura 13A**) como la disminución del viento (**Figura 15A**) contribuyen a disminuir el recurso solar (**Figura 16C** y **Figura 16D**). Los cambios en la temperatura (**Figura 16C**) provocan una disminución del recurso solar de aproximadamente el 0.5%. La variación de la velocidad del viento causa una disminución en el recurso solar del 0.1%. Obsérvese también que el peso del cambio en la radiación (**Figura 16B**) predice un aumento bastante generalizado en el recurso solar ($\sim +1\%$) que contrasta con el aumento más localizado de la **Figura 16A**, lo que destaca la importancia de los cambios en la temperatura y el viento sobre los cambios en el recurso solar fotovoltaico.

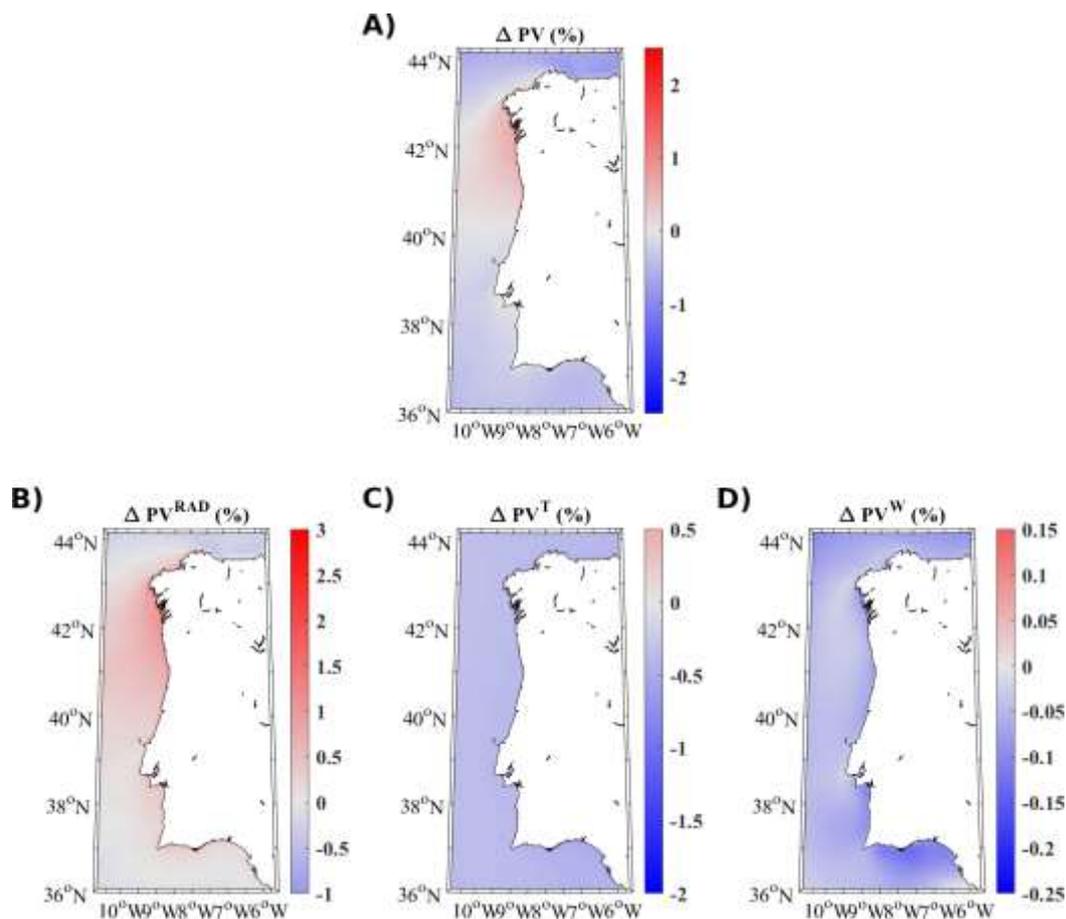


Figura 16. (A) Porcentaje de variación del recurso solar fotovoltaico en el futuro cercano (2030-2059). Peso de la variación en la radiación (B), la temperatura (C) y el viento (D) sobre el cambio en el recurso solar fotovoltaico.

En el futuro lejano, la influencia de los cambios en la temperatura y el viento sobre la variación en el recurso solar es aún mayor que en el futuro cercano (**Figura 17**). Los cambios en la temperatura contribuirán a disminuir el recurso solar en aproximadamente un 1%. La variación en la velocidad del viento provocará que el recurso solar disminuya entre un $\sim 0.1\%$ y un $\sim 0.2\%$. Aunque se prevé que la variación de la radiación (**Figura 11B**) y su influencia sobre el cambio en el recurso solar aumenten de forma generalizada en toda la región ($\sim 1.5\%$, **Figura 17B**), en la **Figura 17A** se observa que el recurso solar disminuirá alrededor del 1.2% en la mayor parte de la región de estudio, destacando de nuevo el peso que tienen los cambios de la temperatura y el viento.

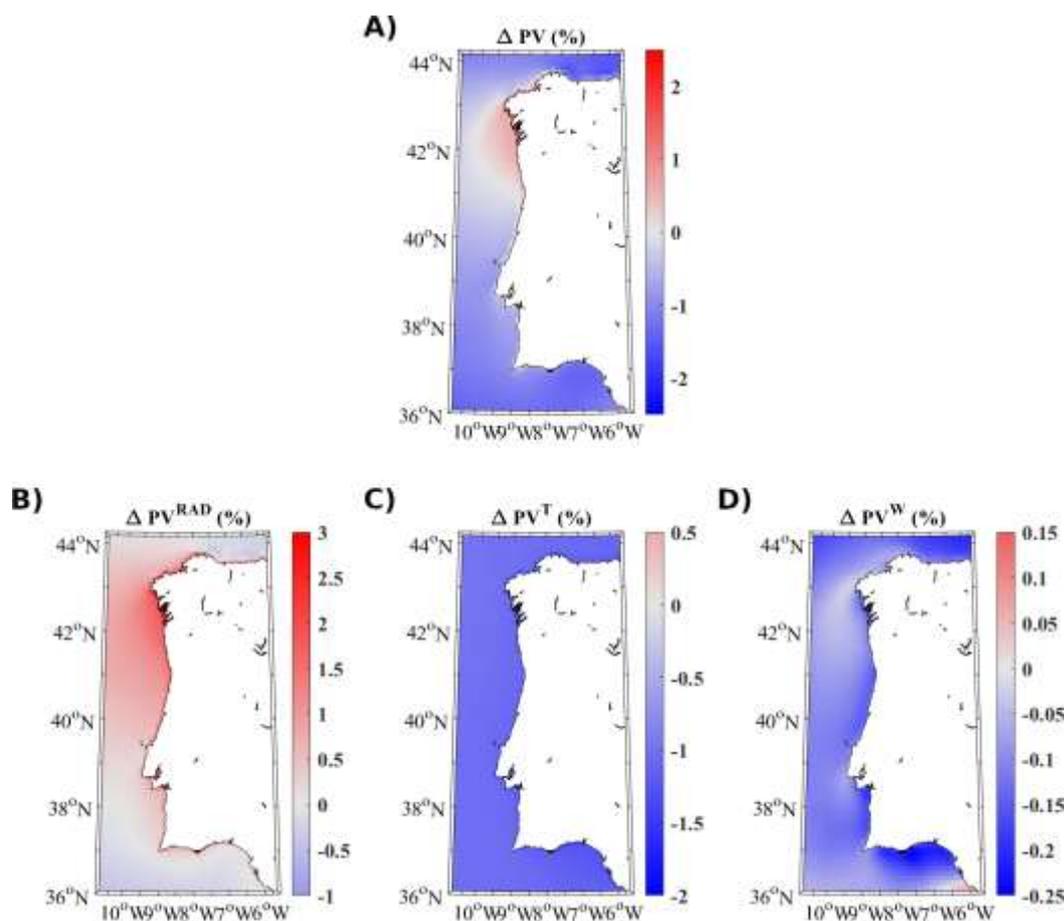


Figura 17. (A) Porcentaje de variación del recurso solar fotovoltaico en el futuro lejano (2070-2099). Peso de la variación en la radiación (B), la temperatura (C) y el viento (D) sobre el cambio en el recurso solar fotovoltaico.

Además de estudiar el promedio anual del recurso solar fotovoltaico, se analiza también el recurso en las cuatro estaciones del año, con el objetivo de realizar una caracterización más completa del recurso solar y conocer su estabilidad a lo largo del año. En la **Figura 18** se muestra el recurso solar fotovoltaico que resulta del multimodelo promediado en los meses de las cuatro estaciones del año, junto con sus desviaciones típicas. Se aprecia una clara variación según la estación. En invierno se alcanzan los valores más bajos de todo el año. El patrón de distribución es bastante homogéneo, aunque con valores mínimos en el norte ($\sim 100 \text{ Wm}^{-2}$). En los meses de primavera se obtiene el mayor gradiente latitudinal, con valores más bajos en el norte ($\sim 200 \text{ Wm}^{-2}$) que en el sur ($\sim 250 \text{ Wm}^{-2}$). La estación estival presenta los valores de recurso solar más altos del año climatológico. Existe cierto gradiente latitudinal, pero menos pronunciado que en primavera ($\sim 250 \text{ Wm}^{-2}$ en el norte y $\sim 300 \text{ Wm}^{-2}$ en el sur). En otoño aparece un ligero gradiente latitudinal, con valores de $\sim 170 \text{ Wm}^{-2}$ en el sur y $\sim 140 \text{ Wm}^{-2}$ en el norte.

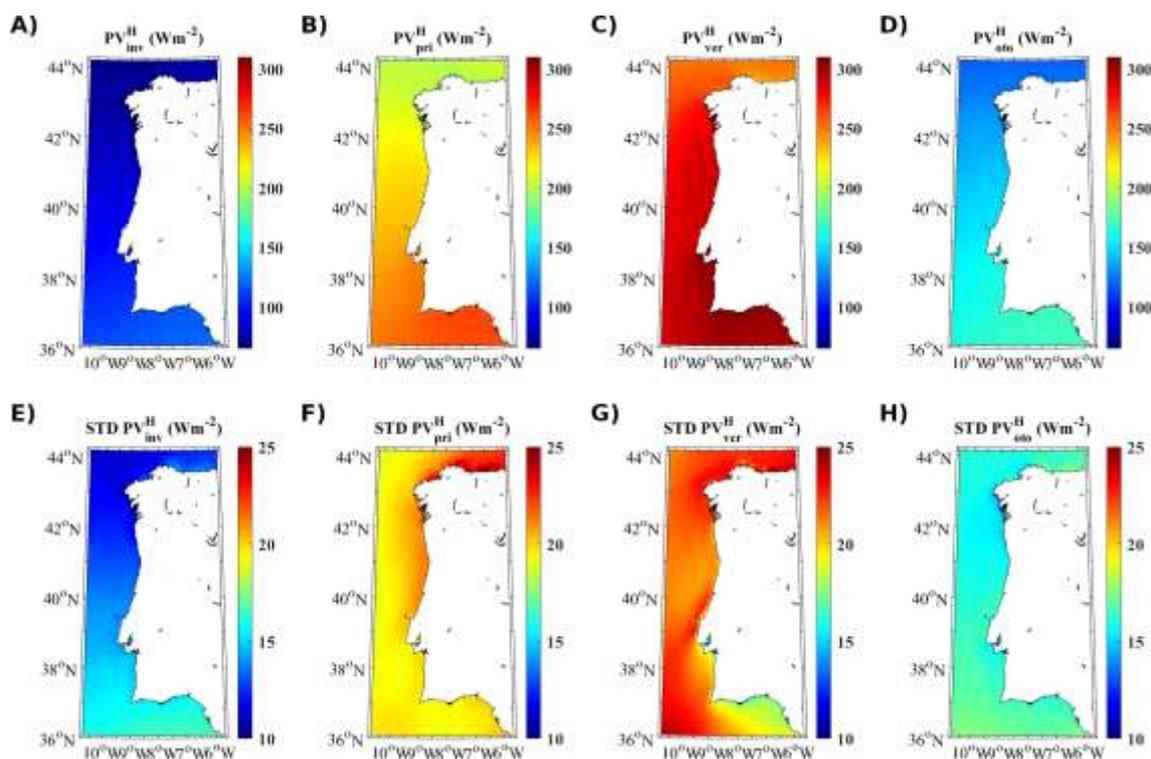


Figura 18. Recurso solar fotovoltaico estacional para el periodo histórico (1990-2019) y sus desviaciones estándar. (A, E) Invierno, (B, F) primavera, (C, G) verano y (D, H) otoño.

Las figuras **Figura 19** y **Figura 20** muestran los cambios del recurso solar estación por estación en el futuro cercano y en el lejano, respectivamente. Se observa que el patrón de variación del recurso solar en el futuro también es diferente según la estación del año. El recurso solar disminuirá en los meses de invierno en un futuro cercano en latitudes de Galicia ($\sim -1.5\%$) y en el mar Cantábrico ($\sim -2\%$), mientras que se espera un incremento del recurso solar al oeste de Portugal y el sur de la Península Ibérica ($\sim +1\%$). En primavera, el aumento del recurso solar se desplaza hacia el norte, de forma que el sur de Galicia y el norte de Portugal presentarán un aumento de recurso solar ($\sim +1\%$). Sin embargo, en el sur de la Península se espera una disminución del recurso ($\sim -0.25\%$). El noroeste de la Península Ibérica también presentará una disminución en primavera, pero menos acusada que en invierno ($\sim -1\%$). En los meses de verano se espera un mayor recurso al noroeste de la Península Ibérica ($\sim +1\%$) y una disminución en el sur ($\sim -1.5\%$). En otoño se aprecian menores variaciones respecto al periodo histórico que en el resto de estaciones, con un ligero aumento de recurso solar al sur de Galicia y norte de Portugal ($\sim +0.3\%$) y una disminución en el resto de latitudes ($\sim -0.3\%$). En el futuro lejano (**Figura 20**) se intensificará el cambio en el recurso solar, siguiendo el mismo patrón de distribución en todas las estaciones que en el futuro cercano, con excepción del invierno, donde el recurso solar disminuirá en latitudes por encima de 39°N . El mayor incremento de recurso solar se producirá en verano ($\sim 1.5\%$) alrededor de Galicia. Los valores que muestran una mayor disminución aparecerán en invierno, a partir de 39°N y en verano en la mitad inferior de la Península ($\sim -2\%$).

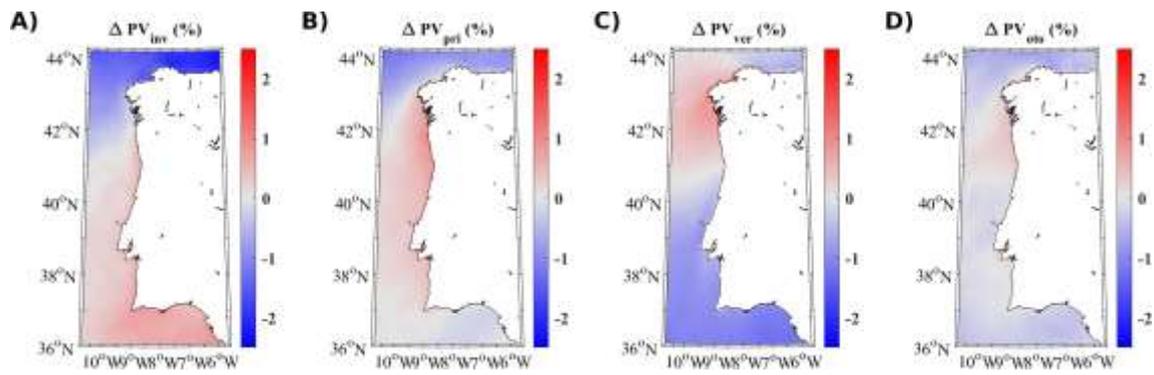


Figura 19. Variación del recurso solar fotovoltaico en porcentaje durante el (A) invierno, (B) primavera, (C) verano y (D) otoño para el futuro cercano (2030-2059).

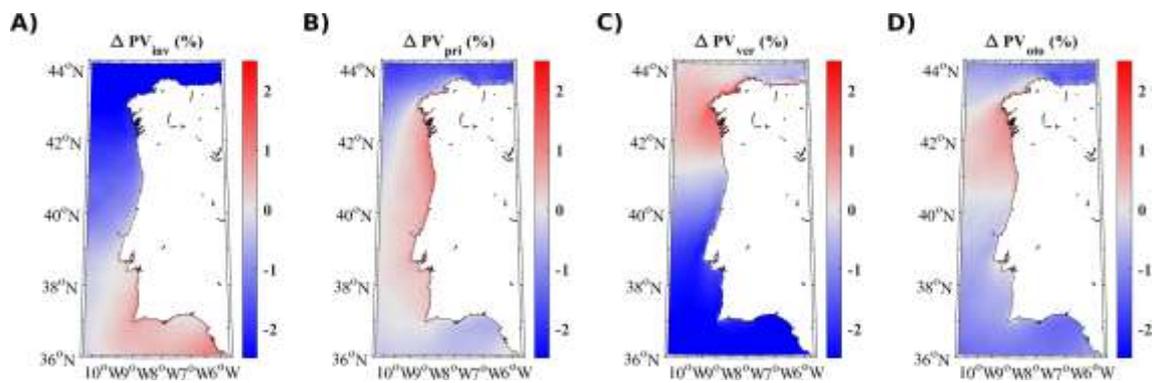


Figura 20. Variación del recurso solar fotovoltaico en porcentaje durante el (A) invierno, (B) primavera, (C) verano y (D) otoño para el futuro lejano (2070-2099).

A continuación, en la **Figura 21** se muestran los resultados para el índice de estabilidad en el periodo histórico, calculado según la metodología descrita en la sección 3.2.4. Puede apreciarse que la mayor estabilidad del recurso solar (valores de M_v más bajos) se obtiene en la mitad sur de la Península Ibérica ($M_v \sim 1.1$), mientras que en la mitad norte el recurso solar es menos estable (valores de M_v más altos, $M_v \sim 1.35$). Las Rías Baixas tienen un recurso solar poco estable en comparación con el resto de regiones ($M_v \sim 1.4$).

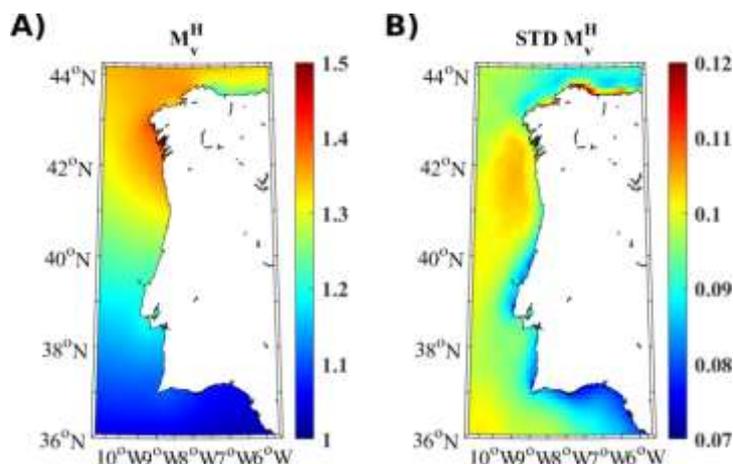


Figura 21. (A) Índice de estabilidad en el periodo 1990-2019. (B) Desviación estándar del índice de estabilidad.

Se espera un aumento general en la estabilidad del recurso solar ($M_v \sim -1.5\%$) en el futuro cercano (**Figura 22A**). La estabilidad del recurso únicamente disminuirá al noroeste de Galicia ($M_v \sim +0.5\%$). Sin embargo, en el futuro lejano (**Figura 22B**) los modelos predicen una gran disminución de la estabilidad del recurso solar para latitudes al norte de 41°N ($M_v \sim +1.5\%$). La estabilidad del recurso en la mitad sur aumentará respecto al periodo histórico, pero menos que en el futuro cercano ($M_v \sim -1.3\%$).

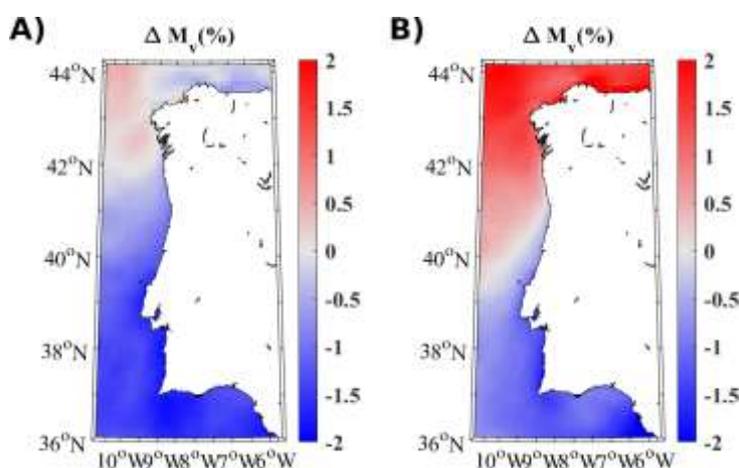


Figura 22. Variación del índice de estabilidad en porcentaje en (A) el futuro cercano (2030-2059) y (B) el futuro lejano (2070-2099).

5. Discusión

Es bien conocido que el desarrollo de las energías renovables es fundamental en la lucha contra el cambio climático en un intento de disminuir la emisión de gases de efecto invernadero generados por la combustión de combustibles fósiles (Oliveira-Pinto y Stokkermans, 2020). Sin embargo, no todas ellas se han desarrollado al mismo nivel. En concreto, la energía solar fotovoltaica *offshore* apenas lleva existiendo 7 años, desde su primera instalación en las Maldivas en el año 2014 (Soukissian et al., 2021), en contraposición con la energía eólica *offshore* que comenzó en Dinamarca en 1991 (EESI, 2010). Por lo tanto, se puede decir que el aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica *offshore* se encuentra todavía en un estado de desarrollo inicial. De hecho, todavía no se han instalado parques solares comerciales y es necesario ahondar en el conocimiento del recurso solar *offshore* para favorecer un mejor aprovechamiento futuro. Así, en este TFM se intenta profundizar en el conocimiento de la energía solar fotovoltaica en el océano, al oeste de la Península Ibérica. Para ello, lo primero que se hizo fue analizar el recurso solar fotovoltaico promedio anual histórico. Los resultados (Figura 9A) han mostrado mayor disponibilidad de recurso solar fotovoltaico al sur y al suroeste de la Península Ibérica, sobre todo en el Golfo de Cádiz. Soukissian et al. (2021) estudiaron el recurso solar en el mar Mediterráneo, incluyendo el mar de Alborán. Debido a su proximidad con el Golfo de Cádiz, puede compararse el recurso solar de ambas regiones, encontrando valores muy similares: $\sim 210 \text{ Wm}^{-2}$ en el Golfo de Cádiz y $\sim 220 \text{ Wm}^{-2}$ en el mar de Alborán. López et al. (2020) analizaron el recurso solar sobre la costa asturiana, mediante datos del proyecto Predicción de los Recursos Energéticos Mundiales (*Prediction of the Worldwide Energy Resources*, POWER). Sus resultados mostraron que los valores de radiación solar en la región asturiana se hallaban en el rango de 125 a 165 Wm^{-2} . Los valores de radiación y también de recurso solar encontrados en este TFM en la zona del Cantábrico (unos 155 Wm^{-2} y 160 Wm^{-2} , respectivamente) están de acuerdo con el resultado de López et al. (2020).

A pesar de que las energías renovables son de gran importancia para combatir el cambio climático, es importante tener en cuenta que el cambio climático también tiene un impacto sobre la producción de muchas energías renovables. En concreto, en el caso de la energía fotovoltaica, es imprescindible comprobar cuáles serán los efectos del cambio climático en la radiación, la temperatura del aire y el viento, y cómo afectarán al recurso solar en los próximos años. Los resultados han mostrado un aumento significativo de la temperatura en toda la región de estudio (Figura 13), así como una disminución generalizada de la velocidad del viento (Figura 15). En cuanto a la radiación, los modelos predicen un aumento generalizado al oeste de la Península Ibérica (Figura 11). Pese a que en principio cabría esperar que el cambio en la radiación fuera muy similar al cambio en el recurso solar, se ha comprobado que el aumento de la temperatura y la disminución de la velocidad del viento tienen un impacto importante en el cambio del recurso solar en el futuro. Dichos cambios en estas variables ambientales contribuyen a disminuir el recurso solar. La variación del recurso solar en el futuro es el resultado de

la suma de las contribuciones de la variación en las tres variables ambientales de las que depende. Por una parte, el aumento de la temperatura del aire provoca un aumento de la temperatura de los módulos de los paneles fotovoltaicos, de forma que la eficiencia energética se ve reducida (Jerez et al., 2015; Soukissian et al., 2021; Golroodbari y van Sark, 2020). Por otro lado, cuanto mayor es la velocidad del viento sobre los paneles, mayor es la renovación del aire circundante a estos, permitiendo que una masa de aire caliente pueda ser reemplazada por una masa de aire más fría. Una disminución por lo tanto de la velocidad del viento contribuye a aumentar la temperatura de los paneles y supone una disminución del recurso solar (Golroodbari y van Sark, 2020; Jerez et al., 2015). Como resultado, en lugar de esperar un aumento generalizado del recurso, al igual que ocurre con la radiación, se prevé una disminución en la mayor parte de la región tanto para el futuro cercano (**Figura 16A**) como para el futuro lejano (**Figura 17A**).

El aumento de la temperatura en el futuro no es algo sorprendente. Los gases de efecto invernadero que existen en la atmósfera evitan que toda la radiación de onda larga que emite la Tierra se escape de la atmósfera hacia el espacio. Como resultado, parte de la radiación infrarroja queda retenida en la atmósfera y provoca un calentamiento global. La disminución en la velocidad del viento podría justificarse, como hacen Tobin et al. (2015), con la expansión de la celda de Hadley, el desplazamiento hacia el norte de la corriente en chorro y las trayectorias de las tormentas, todo ello consecuencia del cambio climático. La radiación de onda corta puede verse modificada debido a un cambio en la cantidad y el tipo de nubosidad o a la concentración de aerosoles en la atmósfera. Según se afirma en el capítulo 7 del Quinto Informe de Evaluación del IPCC (IPCC, 2013), las nubes afectan considerablemente a los flujos de entrada y salida de radiación del sistema climático. Por un lado, las nubes pueden reflejar parte de la radiación de onda corta que incide sobre el planeta procedente del Sol, favoreciendo de este modo un clima más frío. Sin embargo, por otra parte, también bloquean cierta cantidad de radiación de onda larga que emite la Tierra y provocan un clima más cálido. En el Quinto Informe de Evaluación del IPCC se señala que las nubes altas son capaces de retener más radiación de onda larga que las nubes bajas. Mayor cantidad de nubes altas en relación a nubes bajas provocaría por lo tanto un aumento de la temperatura en el planeta. Las nubes bajas y medias, en cambio, reflejan gran cantidad de radiación de onda corta procedente del Sol, que es enviada nuevamente hacia el espacio. Además, apenas retienen radiación de onda larga. Es decir, las nubes bajas tienen un efecto neto de enfriamiento global. La mayoría de modelos climáticos que se han evaluado por el IPCC predicen una disminución de nubes bajas en un clima futuro más cálido. Esta disminución en la cantidad de nubes bajas y medias podría explicar el aumento generalizado de la radiación de onda corta al oeste de la Península Ibérica (**Figura 11**).

Uno de los principales obstáculos a los que se enfrentan las energías renovables es que no son estables a lo largo del año (Oliveira-Pinto et al., 2020). Analizando la variabilidad estacional del recurso (**Figura 18**), se ha observado que el verano es la estación con mayor disponibilidad del recurso solar, mientras que en invierno el recurso

solar es más escaso. Los resultados han mostrado que se espera que el recurso solar sea más estable en la mitad sur de la Península Ibérica, mientras que en la mitad norte se predice menor estabilidad (**Figura 22**). La estabilidad de la mitad norte se verá reducida porque se predicen valores de recurso solar más bajos en invierno (**Figura 19A** y **Figura 20A**) y más altos en verano (**Figura 19C** y **Figura 20C**). En cambio, en la mitad sur de la Península ocurre lo contrario: se espera que el recurso solar aumente en invierno y disminuya en verano, por lo que se reduce la diferencia entre estaciones y la estabilidad aumenta.

Atendiendo a los valores de recurso solar fotovoltaico promedio anual en el periodo histórico, en las cuatro estaciones del año y a su estabilidad, se propone el Golfo de Cádiz como la zona más adecuada para la instalación de paneles fotovoltaicos *offshore*. Aunque en esa zona la temperatura del aire sea mayor que en latitudes más altas y el viento no sea tan intenso como en el noroeste de la Península, dichos factores ambientales no son tan importantes como la radiación incidente de onda corta, que es la variable que más afecta al recurso solar, que presenta un alto valor anual en el Golfo de Cádiz. El Golfo de Cádiz cuenta con valores más altos de recurso solar que las demás regiones en cada una de las cuatro estaciones del año. Además, se ha comprobado que muestra un recurso solar más estable en el periodo de referencia (**Figura 21A**) y que su estabilidad aumentará en el futuro (**Figura 22**). En otras regiones de la Península Ibérica, como Galicia, pese a no presentar actualmente las mejores condiciones para la instalación de paneles solares *offshore*, se espera un incremento del recurso solar en el futuro (**Figura 16A** y **Figura 17A**), lo que puede ser interesante de cara a mejorar la explotación del recurso fotovoltaico en el océano.

En aquellas regiones en las que el recurso solar no sea suficiente por sí solo para llevar a cabo una explotación energética rentable, puede resultar de gran utilidad combinar energías renovables y formar parques híbridos. De este modo, podría suplirse mayor parte de la demanda energética mediante energías renovables. Por esta razón, son varios los estudios que han investigado la opción de combinar la energía solar *offshore* con otras formas de energías renovables marinas. Por ejemplo, [López et al. \(2020\)](#) muestran que la energía proporcionada por turbinas eólicas *offshore* en la costa de Asturias es máxima en los meses de invierno y mínima en los meses de verano, al contrario que el suministro de energía solar fotovoltaica. Tras estudiar el efecto combinado de ambas energías se observa que la energía solar fotovoltaica y la eólica se complementan, ya que el suministro de energía proporcionado por este sistema híbrido es bastante estable a lo largo del año y, evidentemente, el suministro es también mayor. En la región de Galicia, por ejemplo, podría aprovecharse la alta velocidad del viento para construir parques eólicos en combinación con placas solares flotantes, de forma similar a cómo se propone en [López et al. \(2020\)](#). El estudio de [Soukissian et al. \(2021\)](#) realizado en varias regiones del mar Mediterráneo muestra resultados similares a [López et al. \(2020\)](#), aunque con mayor suministro energético en los meses estivales. [Oliveira-Pinto et al. \(2020\)](#) estudian combinar la energía solar fotovoltaica con la energía undimotriz con el objetivo de proporcionar energía a plataformas de gas y petróleo en el océano. Sus

resultados mostraron que la combinación de ambas energías renovables aumentaba la producción de energía y reducía la variabilidad estacional de la producción.

Otro argumento a favor de la combinación de diferentes energías renovables marinas es que los meses de invierno y verano son los meses en los que existe mayor demanda energética (Red Eléctrica de España [REE]). Los datos de demanda energética en España pueden obtenerse de <https://www.ree.es/es/datos/demanda/evolucion>. Por ello, y para suplir la demanda, se busca disponer de fuentes renovables que produzcan energía especialmente en esos meses. A la hora de cubrir el pico de demanda energética durante el verano, la energía solar fotovoltaica *offshore* puede jugar un papel muy importante puesto que es la energía renovable que presenta un máximo durante esta estación. Otras energías renovables marinas como por ejemplo la eólica o undimotriz presentan su máxima producción durante el invierno en el oeste de la Península Ibérica (Ribeiro et al., 2020).

6. Conclusiones

En este trabajo se ha analizado el recurso solar fotovoltaico *offshore* al oeste de la Península Ibérica. Además, se ha estudiado su variabilidad estacional y se ha calculado la estabilidad del recurso. Este análisis se ha llevado a cabo para un periodo histórico de referencia (1990-2019) y dos periodos futuros: cercano (2030-2059) y lejano (2070-2099), con el objetivo de conocer cómo afectará el cambio climático al recurso solar. Con este propósito, se utilizaron datos de 35 simulaciones del proyecto EURO-CORDEX que fueron previamente validadas con datos de reanálisis de ERA5. Las principales conclusiones de este trabajo son las siguientes:

En primer lugar, las simulaciones del proyecto EURO-CORDEX han demostrado ser una buena herramienta para calcular el recurso solar en la región de estudio debido a su gran resolución espacio-temporal. Todas las simulaciones escogidas del proyecto EURO-CORDEX han superado el test de solapamiento o test de Perkins para el recurso solar fotovoltaico (con más de un 80% de solapamiento) al comparar sus resultados con los datos de reanálisis de ERA5, por lo que todas las simulaciones han podido considerarse válidas para realizar un multimodelo.

Las regiones donde se ha encontrado mayor recurso solar fotovoltaico en el periodo de referencia se localizan en la costa Atlántica al sur de la Península Ibérica, sobre todo en el Golfo de Cádiz. Los altos valores del recurso solar en estas zonas se deben a la alta radiación de onda corta que recibe este lugar. Pese a que en estas regiones la temperatura es más alta que en el norte y que el viento es menos intenso (factores que contribuyen a reducir la eficiencia de las placas fotovoltaicas), se ha obtenido un alto recurso solar, puesto que la temperatura del aire y la intensidad de viento tienen un papel menos importante que la radiación de onda corta sobre el recurso solar fotovoltaico.

En el futuro, la radiación de onda corta aumentará en la mayor parte del área de estudio, sobre todo en las costas de Galicia y norte y centro de Portugal. La temperatura aumentará significativamente en toda la región. También se espera que la intensidad del viento disminuya en el área de estudio. A pesar de que el aumento generalizado de la radiación de onda corta podría indicar un aumento generalizado del recurso solar, se ha descubierto que el aumento de la temperatura y la disminución del viento debidos al cambio climático contribuirán a disminuir el recurso solar de forma generalizada. De este modo, los cambios de la temperatura y el viento tendrán gran influencia en la disminución del recurso solar. Por lo tanto, el impacto del cambio climático sobre la energía solar fotovoltaica *offshore* será negativo en la mayor parte de la región, con la excepción del oeste de Galicia y norte de Portugal.

En cuanto a la variabilidad estacional del recurso, las simulaciones han demostrado que el recurso solar fotovoltaico alcanza sus valores máximos en verano, y mínimos en invierno. Al analizar la estabilidad del recurso se ha encontrado que el recurso solar es

más estable en la mitad sur de la Península que en la mitad norte. De cara al futuro, la estabilidad aumentará de forma general en el futuro cercano. Sin embargo, en el futuro lejano, la mitad norte presentará un recurso menos estable respecto al periodo de referencia y la mitad sur aumentará su estabilidad. Estos cambios se deben a que en la mitad norte habrá menos recurso en invierno y más en verano. Ocurrirá lo contrario en la mitad sur.

Atendiendo a los resultados, el Golfo de Cádiz es la mejor zona para instalar paneles solares fotovoltaicos *offshore* porque ha presentado mayor recurso solar en el periodo de referencia, tiene mayor recurso solar que el resto de regiones en las cuatro estaciones del año, el recurso allí es más estable y aún lo será más en el futuro. Sin embargo, no deben descartarse otras regiones como Galicia, donde podrían instalarse parques híbridos en los que se combinen la energía solar fotovoltaica con la energía eólica.

Futuros estudios podrían analizar el recurso solar fotovoltaico combinado con el recurso eólico y undimotriz con el objetivo de analizar la posibilidad de suplir la mayor parte de la demanda energética de la Península Ibérica mediante fuentes de energía limpias. Esto reduciría significativamente las emisiones futuras de gases de efecto invernadero.

Bibliografía

- Abramowitz, G., Herger, N., Gutmann, E., Hammerling, D., Knutti, R., Leduc, M., Lorenz, R., Pincus, R. y Schmidt, G. A. (2019). ESD Reviews: Model dependence in multi-model climate ensembles: weighting, sub-selection and out-of-sample testing. *Earth System Dynamics*, 10(1), 91-105. [doi:10.5194/esd-10-91-2019](https://doi.org/10.5194/esd-10-91-2019)
- AEMET. (2017). *Guía de usuario: Escenarios-PNACC Datos mensuales. ANEXO. Regionalización CORDEX*. Recuperado de http://www.aemet.es/documentos/es/serviciosclimaticos/cambio_climat/datos_mensuales/ANEXO-CORDEX_Guia_de_usuario.pdf
- Ajdin, A. (2020, 21 de julio). Ocean Sun lands floating solar deal in South Korea. *Offshore Energy*. Recuperado de <https://www.offshore-energy.biz/ocean-sun-lands-floating-solar-deal-in-south-korea/>
- APPA Renovables. (2021a). *Renovables en el mundo y en Europa*. Recuperado de <https://www.appa.es/energias-renovables/renovables-en-el-mundo-y-en-europa/>
- APPA Renovables. (2021b). *Renovables en España*. Recuperado de <https://www.appa.es/energias-renovables/renovables-en-espana/>
- Bellini, E. (2020, 21 de agosto). South Korea's largest floating PV plant now online. *PV Magazine*. Recuperado de <https://www.pv-magazine.com/2020/08/21/south-koreas-largest-floating-pv-plant-now-online/>
- Benestad, R., Buonomo, E., Gutiérrez, J.M., Haensler, A., Hennemuth, B., Illy, T., ... y Zsebeházi, G. (2021). Guidance for EURO-CORDEX climate projections data use. *EURO-CORDEX Community*. Recuperado de https://www.climate-service-center.de/imperia/md/content/csc/cordex/guidance_for_euro-cordex_climate_projections_data_use_2021-02.pdf
- Buljan, A. (2021, 18 de junio). Saitec Unveils Floating Wind Project Off Bilbao. *OffshoreWind*. Recuperado de <https://www.offshorewind.biz/2021/06/18/saitec-unveils-floating-wind-project-off-bilbao/>
- Chaturvedi, R.K., Joshi, J., Jayaraman, M., Bala, G. y Ravindranath, N.H. (2012). Multi-model climate change projections for India under representative concentration pathways. *Current Science*, 103(7), 791-802. Recuperado 17 de julio de 2021 de <http://www.jstor.org/stable/24088836>

- Chenni, R., Makhoulf, M., Kerbache, T. y Bouzid, A. (2007). A detailed modeling method for photovoltaic cells. *Energy*, 32, 1724-1730. [doi:10.1016/j.energy.2006.12.006](https://doi.org/10.1016/j.energy.2006.12.006)
- Costoya, X., de Castro, M., Carvalho, D. y Gómez-Gesteira, M. (2020). On the suitability of offshore wind energy resource in the United States of America for the 21st century. *Applied Energy*, 262, 114537. [doi:10.1016/j.apenergy.2020.114537](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114537)
- Costoya, X., de Castro, M., Santos, F., Sousa, M.C. y Gómez-Gesteira, M. (2019). Projections of wind energy resources in the Caribbean for the 21st century. *Energy*, 178, 356-367. [doi:10.1016/j.energy.2019.04.121](https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.04.121)
- Des, M., Fernández-Nóvoa, D., de Castro, M., Gómez-Gesteira, J.L., Sousa, M.C. y Gómez-Gesteira, M. (2021). Modeling salinity drop in estuarine areas under extreme precipitation events within a context of climate change: Effect on bivalve mortality in Galician Rías Baixas. *Science of the Total Environment*, 790, 148147. [doi:10.1016/j.scitotenv.2021.148147](https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2021.148147)
- Duan, H., Zhang, G., Wang, S. y Fan, Y. (2019). Robust climate change research: a review on multi-model analysis. *Environmental Research Letters*, 3(14), 033001. [doi:10.1088/1748-9326/aaf8f9](https://doi.org/10.1088/1748-9326/aaf8f9)
- EESI. (2010). *Offshore Wind Energy*. Recuperado de https://www.eesi.org/files/offshore_wind_101310.pdf
- Garanovic, A. (2021, 20 de enero). Floating solar power set for trials off Canary Islands. *Offshore Energy*. Recuperado de <https://www.offshore-energy.biz/floating-solar-power-set-for-trials-off-canary-islands/?fbclid=IwAR0HOX2HPc6R9c8u1DwgfTirvdWoYcJJ2rIjOvl1gurkWd-U2LoT8dvZg04%C3%A7>
- Gibbons, J. D. y Chakraborti, S. (2003). *Nonparametric Statistical Inference*. (4^a ed.). New York: Marcel Dekker Inc.
- Golroodbari, S. Z., y van Sark, W. (2020). Simulation of performance differences between offshore and land-based photovoltaic systems. *Progress in Photovoltaics Research and Applications*, 28, 873-886. [doi:10.1002/pip.3276](https://doi.org/10.1002/pip.3276)
- Gorijan, S., Sharon, H., Ebadi, H., Kant, K., Scavo, F. B. y Tina, G. M. (2021). Recent technical advancements, economics and environmental impacts of floating photovoltaic solar energy conversion systems. *Journal of Cleaner Production*, 278, 124285. [doi:10.1016/j.jclepro.2020.124285](https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.124285)

- Hersbach, H., Bell, B., Berrisford, P., Hirahara, S., Horányi, A., Muñoz-Sabater, J., ... y Thépaut, J.N. (2020). The ERA5 global reanalysis. *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, 146(730), 1999-2049. [doi:10.1002/qj.3803](https://doi.org/10.1002/qj.3803)
- IPCC (2013). *Climate Change: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge: Cambridge University Press y NY: New York.
- IRENA. (2020)a. *Trends in Renewable Energy*. Recuperado de <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Statistics-Time-Series>
- IRENA. (2020)b. *Renewable Energy Technologies*. Recuperado de <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Technologies>
- Jacob, D., Petersen, J., Eggert, B., Alias, A., Christensen, O. B., Bouwer, L. M., ... y Yiou, P. (2014). EURO-CORDEX: new high-resolution climate change projections for European impact research. *Regional Environmental Change*, 14(2), 563-578. [doi:10.1007/s10113-013-0499-2](https://doi.org/10.1007/s10113-013-0499-2)
- Jerez, S., Tobin, I., Vautard, R., Montávez, J. P., López-Romero, J. M., Thais, F., Bartok, B., Christensen, O. B., Colette, A., Déqué, M., Nikulin, G., Kotlarski, S. van Meijgaard, E., Teichmann, C. y Wild, M. (2015). The impact of climate change on photovoltaic power generation in Europe. *Nature Communications*, 6, 10014. [doi:10.1038/ncomms10014](https://doi.org/10.1038/ncomms10014)
- López, M., Rodríguez, N. e Iglesias, G. (2020). Combined Floating Offshore Wind and Solar PV. *Journal of Marine Science and Engineering*. 8(8), 576. [doi:10.3390/jmse8080576](https://doi.org/10.3390/jmse8080576)
- Naciones Unidas. (2015). *Transformar nuestro mundo: la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible*. Recuperado de https://unctad.org/system/files/official-document/ares70d1_es.pdf
- Oceans of Energy. (s.f.). *North Sea 1. For more than one year, we have been operating the first high-wave offshore solar farms in the world!*. Recuperado de <https://oceansofenergy.blue/north-sea-1/>
- Oliveira-Pinto, S., Rosa-Santos, P. y Taveira-Pinto, F. (2020). Assessment of the potential of combining wave and solar energy resources to power supply

worldwide offshore oil and gas platforms. *Energy Conversion and Management*, 223, 113299. [doi:10.1016/j.enconman.2020.113299](https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113299)

Oliveira-Pinto, S. y Stokkermans, J. (2020). Assessment of the potential of different floating solar technologies: Overview and analysis of different case studies. *Energy Conversion and Management*, 211, 112747.

[doi:10.1016/j.enconman.2020.112747](https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.112747)

Perkins, S.E., Pitman, A.J., Holbrook, N.J. y McAneney, J. (2007). Evaluation of the AR4 Climate Model's Simulated Daily Maximum Temperature, Minimum Temperature, and Precipitation over Australia Using Probability Density Functions. *Journal of Climate*, 20(17), 4356-4376. [doi:10.1175/JCLI4253.1](https://doi.org/10.1175/JCLI4253.1)

Power Technology (2020, 6 de febrero). WindFloat Atlantic Project. Recuperado de <https://www.power-technology.com/projects/windfloat-atlantic-project/>

Radowitz, B. (2019, 6 de diciembre). South Korea plans world's largest floating solar plant in Yellow Sea. *Recharge*. Recuperado de <https://www.rechargenews.com/transition/south-korea-plans-world-s-largest-floating-solar-plant-in-yellow-sea/2-1-719765>

Red Eléctrica de España. (s.f.). Recuperado de <https://www.ree.es/es/datos/demanda/evolucion>

Ribeiro, A., Costoya, X., de Castro, M., Carvalho, D., Dias, J. M., Rocha, A. y Gomez-Gesteira, M. (2020). Assessment of Hybrid Wind-Wave Energy Resource for the NW Coast of Iberian Peninsula in a Climate Change Context. *Applied Sciences*, 10(21), 7395. [doi:10.3390/app10217395](https://doi.org/10.3390/app10217395)

Sanz, J. (2020). *The Iberian región as a hub for technology development and industrial leadership in the field of floating offshore wind*. Recuperado de <https://www.aeeolica.org/images/2020/Presentacin-EIT-InnoEnergy.pdf>

Snieckus, D. (2020, 16 de febrero). World's first offshore solar array rides out storm Ciara off Netherlands. *Recharge*. Recuperado de <https://www.rechargenews.com/transition/worlds-first-offshore-solar-array-rides-out-storm-ciara-off-netherlands/2-1-757022>

Solanki, C., Nagababu, G. y Kachhwaha, S.S. (2017). Assessment of offshore solar energy along the coast of India. *Energy Procedia*, 138, 530-535. [doi:10.1016/j.egypro.2017.10.240](https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.10.240)

- Soukissian, T. H., Karathanasi, F. E. y Zaragkas, D. K. (2021). Exploiting offshore wind and solar resources in the Mediterranean ERA5 reanalysis data. *Energy Conversion and Management*, 237, 114092. [doi:10.1016/j.enconman.2021.114092](https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.114092)
- Tobin, I., Vautard, R., Balog, I., Bréon, F. M., Jerez, S., Ruti, P.M., Thais, F., Vrac, M. y Yiou, P. (2015). Assessing climate change impacts on European wind energy from ENSEMBLES high-resolution climate projections. *Climatic Change*, 128, 99-112. [doi:10.1007/s10584-014-1291-0](https://doi.org/10.1007/s10584-014-1291-0)
- Tonui, J.K. y Tripanagnostopoulos, Y. (2008). Performance improvement of PV/T solar collectors with natural air flow operation. *Solar Energy*, 82, 1-12. [doi:10.1016/j.solener.2007.06.004](https://doi.org/10.1016/j.solener.2007.06.004)
- Williams, J. (2020, 14 de octubre). The benefits of floating wind power. *The Earthbound Report*. Recuperado de <https://earthbound.report/2020/10/14/the-benefits-of-floating-wind-power/>
- World Bank Group, ESMAP y SERIS. (2018). *Where Sun Meets Water: Floating Solar Market Report-Executive Summary (English)*. Recuperado de <https://documents1.worldbank.org/curated/en/579941540407455831/pdf/Floating-Solar-Market-Report-Executive-Summary.pdf>
- World Meteorological Organization. (s.f.). *Climate*. Recuperado de <https://public.wmo.int/en/our-mandate/climate>
- Wu, Y., Li, L., Song, Z. y Lin, X. (2019). Risk assessment on offshore photovoltaic power generation projects in China based on a fuzzy analysis framework. *Journal of Cleaner Production*, 215, 46-62. [doi:10.1016/j.jclepro.2019.01.024](https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.01.024)