



## Trabajo Fin de Máster

Estudio de viabilidad de una instalación híbrida  
renovable con tecnología de almacenaje  
de energía mediante baterías (BESS)

Feasibility assessment of a hybrid renewable  
installation including a battery energy storage  
system (BESS)

Autor/es

Juan Lázaro Marín

Director  
Víctor Ruiz Garrido

Ponente  
María Paz Comech Moreno

Máster Universitario en Energías Renovables y Eficiencia Energética

Escuela de Ingeniería y Arquitectura  
2022-2023



---

**RESUMEN**

---

El objeto de este trabajo de fin de máster es el estudio de la viabilidad de una instalación híbrida que aúne las solar fotovoltaica y eólica. Asimismo, se pretende estudiar la viabilidad de ambas tecnologías por separado y valorar si es factible desde un punto de vista económico y energético la instalación de un sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS).

En primer lugar, se estudió el recurso disponible, tanto solar y eólico, además de la topografía de los posibles emplazamientos. Con los resultados de ese estudio, se escogió la zona central de Argelia, siendo esta la más adecuada para la implementación de las instalaciones eólica y fotovoltaica. Tras ello, y haciendo uso de los softwares AutoCAD (incluyendo el plug-in PVcase), así como de Qgis, se planteó una primera implantación de ambas instalaciones. Posteriormente, se estudió la producción energética de estas instalaciones fotovoltaica y eólica, mediante los softwares PVsyst y WindPRO. De esta forma se obtuvieron las matrices de generación eléctrica con paso horario para las 8.760 horas del año en ambas instalaciones. Cruzando esos valores y teniendo en cuenta la limitación de red de 125 MW, se obtuvo la generación inyectada a red, así como las perdidas por curtailment para la instalación híbrida.

En base a los datos de generación de las instalaciones solar, eólica e híbrida y los datos de curtailment se realizó el análisis económico para la vida útil de las instalaciones, donde fueron contemplados además parámetros económicos tales como el CAPEX, el OPEX y otros costes. Como resultado, se obtuvo la viabilidad económica de las instalaciones solar, fotovoltaica e híbrida. Del análisis se observó que la instalación híbrida mostraba el TIR más alto (11,12%) y la fotovoltaica el periodo de recuperación de la inversión inicial más bajo (8 años). A su vez, la energía eólica mostró un buen comportamiento al complementar el perfil de generación de la fotovoltaica. No obstante, el rendimiento de la instalación híbrida se vio ligeramente afectado debido al efecto curtailment; perdiéndose hasta un 2,32% de la energía total producida durante la vida útil de explotación de la instalación híbrida.

Finalmente, se realizó un análisis de sensibilidad donde se estudió la viabilidad de diversas configuraciones de capacidad para sistemas BESS. Como resultado de este análisis se observó que, desde un punto de vista estrictamente económico la instalación de BESS no resulta viable debido al elevado coste de la tecnología, pues a medida que se aumentaba la capacidad y la captación de excedentes, disminuía progresivamente la tasa interna de retorno. En consecuencia, la instalación híbrida sin almacenamiento resultaba como la opción más viable, mostrando el TIR más alto. No obstante, en el caso de ser parcial o totalmente financiadas por ayudas gubernamentales, o de verse sustancialmente reducido su coste, la instalación de estos sistemas sí sería adecuada; ya que desde un punto de vista estrictamente de captación de excedentes, la instalación del sistema de almacenamiento en la hibridación podría tener sentido, especialmente si se aumenta el sobredimensionamiento de la instalación fotovoltaica.



---

**AGRADECIMIENTOS**

---

Este trabajo representa la culminación de todos los esfuerzos realizados, las experiencias vividas y las decisiones, buenas y malas, tomadas durante este último año y medio. Por ello, me gustaría agradecer la inestimable colaboración de mi compañero de clase David, con quien he compartido infinitas horas de trabajo y estudio.

Me siento afortunado de haber podido disfrutar de una estancia Erasmus en Groningen, que me ha hecho madurar como estudiante y persona. En el tiempo que estuve, sus costumbres, su gente y sus lugares fueron haciéndose hueco poco a poco en mi vida; hasta poder considerarse, a día de hoy, mi hogar. Como resumen de esta maravillosa experiencia solo puedo decir "Dankevell" a Floris y Mazen, que, con el paso del tiempo, se convirtieron en amigos que volver a visitar.

Gracias al departamento de desarrollo de proyectos de Enerland, que me acogió como uno más de la familia desde el primer día. En primer lugar, gracias a Nacho Navarro y Lorena Hernández, que me brindaron la oportunidad de formar parte del equipo. También a todos mis compañeros; referentes y apoyos durante este largo camino. En especial a mis mentores Carlos, Nacho y Antonio; de los que tanto he aprendido sobre fotovoltaica y eólica durante estos meses. La inestimable compañía de todos ellos ha hecho este trayecto mucho más fácil. Un agradecimiento especial merece Víctor Ruiz, mi director, cuya ayuda y directrices han servido como faro en más de una ocasión, y a Paz Comech, por ofrecerse a colaborar con Víctor y conmigo en calidad de ponente; sin ellos no habría sido posible.

Por último, pero no por ello menos importante, me gustaría agradecer a mi familia, a mi pareja, a mis amigos de siempre y, en definitiva, a todos los seres que me llenan. Siempre habéis sido luz que guía mis pasos en mis momentos más oscuros.

Gracias a todos, y recordad, esto es sólo el principio.



## ÍNDICE

1.	Introducción .....	7
2.	Objetivos .....	10
2.1.	Objetivo general .....	10
2.2.	Objetivos específicos .....	10
3.	Metodología .....	12
4.	Marco normativo.....	13
5.	Análisis del recurso.....	14
5.1.	Potencial Solar .....	17
5.2.	Recurso eólico .....	19
5.3.	Topografía de la zona .....	21
6.	Diseño preliminar .....	22
6.1.	Instalación fotovoltaica .....	22
6.2.	Parque eólico .....	25
7.	Análisis de producción .....	28
7.1.	Parque fotovoltaico .....	28
7.2.	Parque eólico .....	32
8.	Cálculo del efecto curtailment .....	37
9.	Análisis técnico-económico.....	47
9.1.	Instalación fotovoltaica.....	47
9.2.	Instalación eólica .....	50
9.3.	Instalación híbrida.....	53
10.	Análisis de viabilidad del sistema de almacenamiento .....	57
11.	Conclusiones.....	59
12.	Bibliografía.....	61



## ÍNDICE DE FIGURAS

Ilustración 1. Evolución del precio del gas natural desde enero de 2016.....	7
Ilustración 2. Energía consumida de origen renovable respecto del consumo total .....	8
Ilustración 3. Velocidades de viento medias (m/s) .....	14
Ilustración 4. Rosas de velocidad (izda.) y de densidad de potencia de viento (dcha.) .....	14
Ilustración 5. Irradiación global horizontal .....	15
Ilustración 6. Potencial fotovoltaico .....	15
Ilustración 7. Mapa de elevación.....	16
Ilustración 8. Ubicación y emplazamiento .....	17
Ilustración 9. Irradiación global promedio 2010-2020.....	18
Ilustración 10. Promedio diario de temperaturas (año 2019) .....	18
Ilustración 11. Curva de densidad de probabilidad.....	19
Ilustración 12. Topografía del emplazamiento y curvas de nivel.....	21
Ilustración 13. Detalle de configuración FV.....	23
Ilustración 15. Velocidades de viento, zona central.....	25
Ilustración 16. Topografía del parque eólico.....	26
Ilustración 17. Detalle buffer elíptico .....	27
Ilustración 18. Producción FV anual .....	30
Ilustración 19. Perfiles diarios de generación fotovoltaica .....	31
Ilustración 20. Modelo de simulación utilizado .....	32
Ilustración 21. Distribución Weibull basada en datos CERRA (1999-2021) .....	33
Ilustración 22. Clases de rugosidad .....	34
Ilustración 23. Producción eólica anual.....	36
Ilustración 24. Perfiles diarios de generación eólica .....	36
Ilustración 25. Perfil de generación del sistema híbrido para el mes de enero.....	37
Ilustración 26. Perfil de generación del sistema híbrido para el mes de febrero .....	38
Ilustración 27. Perfil de generación del sistema híbrido para el mes de marzo .....	38
Ilustración 28. Perfil de producción del sistema híbrido para el mes de abril .....	39
Ilustración 29. Perfil de producción del sistema híbrido para el mes de mayo .....	40
Ilustración 30. Perfil de producción del sistema híbrido para el mes de junio .....	40
Ilustración 31. Perfil de producción del sistema híbrido para el mes de julio .....	41
Ilustración 32. Perfil de producción del sistema híbrido para el mes de agosto .....	42
Ilustración 33. Perfil de producción del sistema híbrido para el mes de septiembre .....	42
Ilustración 34. Perfil de producción del sistema híbrido para el mes de octubre .....	43
Ilustración 35. Perfil de producción del sistema híbrido para el mes de noviembre .....	44
Ilustración 36. Perfil de producción del sistema híbrido para el mes de diciembre.....	44
Ilustración 37. Resumen análisis curtailment en la instalación híbrida .....	45
Ilustración 38. Perfiles de generación para el día 6 de marzo .....	45
Ilustración 39. Perfiles de generación para el día 10 de septiembre .....	46
Ilustración 40. Ingresos de la instalación fotovoltaica .....	49
Ilustración 41. Ingresos de la instalación eólica .....	52
Ilustración 42. Ingresos de la instalación híbrida .....	55



## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Coordenadas centroides PE y PFV .....	17
Tabla 2. Parámetros generales de la instalación fotovoltaica.....	24
Tabla 3. Posiciones de los aerogeneradores .....	26
Tabla 4. Pérdidas detalladas PVsyst .....	29
Tabla 5. Principales resultados de simulación FV.....	30
Tabla 6. Resultados simulación eólica .....	35
Tabla 7. Desglose de pérdidas en la instalación eólica .....	35
Tabla 8. Resumen de resultados análisis económico .....	56
Tabla 9. Análisis de sensibilidad BESS.....	58

## 1. Introducción

En el paradigma actual, cada vez resulta más difícil ignorar la crisis climática que asola a nuestra sociedad. Síntomas de esta enfermedad son el aumento en duración y extensión de los períodos de sequía, el incremento del nivel del mar (debido al deshielo de los círculos polares) los eventos meteorológicos extremos, e incluso la propagación de microorganismos patógenos típicamente tropicales debido a la modificación de los patrones de movimiento de los vectores de contagio de éstas [1]. Los sucesos anteriormente mencionados están estrechamente relacionados con el incremento de la temperatura media terrestre, cifrada en 1,5ºC para 2030, según el informe publicado en 2019 por el IPCC [2]. Este incremento a su vez se asocia con la intensificación del efecto invernadero; causado por el aumento de las emisiones de CO<sub>2</sub>; en su mayoría provenientes de la utilización de combustibles fósiles con fines energéticos. Estos combustibles, a su vez, se han visto encarecidos en los últimos años, bien por el agotamiento del propio recurso, o bien por escenarios macroeconómicos desfavorables, tales como el conflicto bélico que actualmente afecta a Ucrania y Rusia. Este último es el principal causante del aumento de precios a máximos históricos de los combustibles fósiles, especialmente el gas natural, al ser Rusia uno de los principales exportadores de este recurso. El incremento del precio de los combustibles afecta de mayor manera a los países importadores, tales como Holanda (TTF), donde la diferencia de precio alcanzó un 707,2%, o España (MIBGAS), donde se registraron subidas desde los 18€/MWh hasta los 111€/MWh según datos de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) [3].

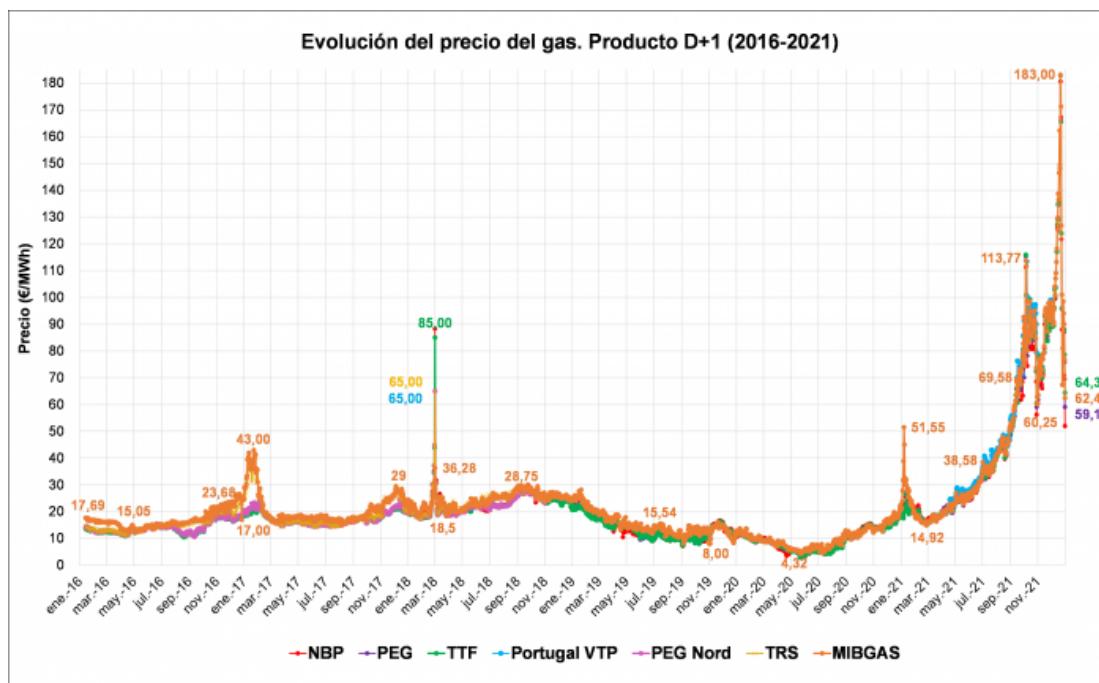
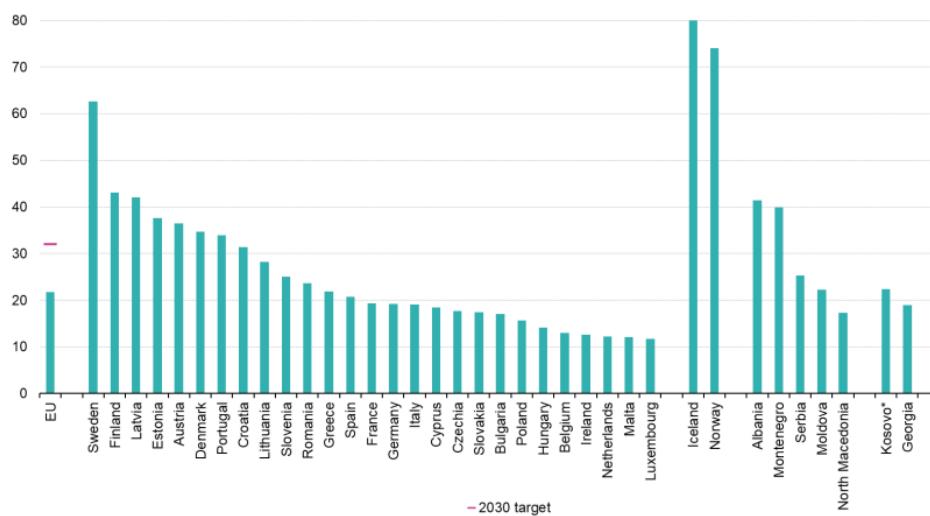


Ilustración 1. Evolución del precio del gas natural desde enero de 2016<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, MIBGAS-ICIS.

Tanto la crisis climática, como el agotamiento de los combustibles fósiles han puesto de manifiesto la necesidad de cambio, de una transición ecológica hacia un modelo económico más sostenible; donde uno de los pilares básicos radica en el tipo de generación energética del sistema. Es por ello, que numerosos organismos gubernamentales, tanto en la Unión Europea, como en el resto del mundo, han tomado medidas con el fin de asegurar el debido cumplimiento de los objetivos de desarrollo sostenible. Una de las medidas estrella pasa por la transición desde un modelo energético dependiente de los combustibles fósiles hacia un mix de generación mayoritariamente formado por energías renovables, tales como las energías solar (en sus variantes fotovoltaica y térmica), eólica o hidroeléctrica. La relevancia de estas ha ido aumentando paulatinamente hasta la situación actual, donde la capacidad mundial instalada de generación renovable alcanzó los 3.372 GW a finales de 2022, lo que representa un incremento de 295 GW o del 9,6% en comparación con 2021 [4], o un 57,2% respecto del año 2012 [5], según datos de la Agencia Internacional de la Energía Renovable (IRENA). Esta tendencia creciente se observa especialmente en países europeos tales como Suecia, Finlandia, Islandia o Noruega, donde la influencia de estas fuentes de energía es notable, ya que aportan un porcentaje mayor del 40% al mix de generación eléctrico nacional, según datos de Eurostat [6].

**Share of energy from renewable sources, 2021**  
(% of gross final energy consumption)



*Ilustración 2. Energía consumida de origen renovable respecto del consumo total<sup>2</sup>*

El desarrollo y la implantación de estas tecnologías a gran escala no sólo permite abaratar los costes eléctricos, sino también permite cierta independencia energética, tanto respecto al consumo de combustibles fósiles, como a la importación de electricidad y otros recursos provenientes de otros países. Otra ventaja radica en su bajo coste, siendo que las instalaciones renovables presentan ya un coste menor que sus competidores tal y como atestigua el descenso del Levelised Cost of Energy (LCOE) de estas tecnologías con respecto a las tradicionales. Según datos del “Annual Energy Outlook 2023” [7], la energía solar fotovoltaica presenta un LCOE de 21,6 €/MW, mientras que la cifra correspondiente a la energía eólica on-shore asciende a 28,9 €/MW; siendo muy inferior a los 66 €/MW, 83,1 €/MW y 39,7 €/MW de otras tecnologías tradicionales tales como la energía de fisión

<sup>2</sup> Fuente: Eurostat



nuclear, los ciclos de carbón supercríticos y las centrales de ciclo combinado; respectivamente. Además, desde un punto de vista medioambiental, las instalaciones renovables tienen una huella de carbono decenas de veces menor que las fósiles. Las energías fósiles tienen una huella de entre 469 y 1.001 gramos de CO<sub>2</sub> eq/kWh, frente a los alrededor de 16 gCO<sub>2</sub> eq/kWh de la eólica, los entre 4 y 14 gCO<sub>2</sub> eq/kWh de la hidráulica, y los entre 30 y 80 g de CO<sub>2</sub> eq/kWh de la fotovoltaica [8].

No obstante, las instalaciones productoras de electricidad basadas en energías renovables presentan principalmente un problema asociado a su naturaleza: la indisponibilidad del recurso. Para paliar los efectos causados por este problema, se presentan varias soluciones, tales como la hibridación de tecnologías o la instalación de sistemas de almacenamiento. Estudios previos [8] han señalado la efectividad de las instalaciones híbridas para complementarse, optimizando la distribución de la producción eléctrica del sistema y aumentando considerablemente el factor de capacidad de la instalación conjunta. Asimismo, la introducción de sistemas de almacenamiento permite acumular el excedente energético producido en períodos de sobre generación e inyectarlo a la red eléctrica en períodos de alta demanda y baja generación, evitando pérdidas por efecto curtailment [9]. Instalaciones de estas características permiten, además, la electrificación de zonas aisladas de forma estable y segura, donde la red eléctrica presenta problemas de distribución o no se encuentra disponible, como es el caso de áreas remotas en el océano, barcos e islas [10]. De igual manera se debe destacar las implicaciones de estas instalaciones en países en vías de desarrollo, donde la electrificación y la expansión de la infraestructura energética son desafíos clave. Estas instalaciones ofrecen una oportunidad para aprovechar los recursos renovables disponibles de manera eficiente y sostenible, promoviendo el desarrollo económico y mejorando el acceso a la energía en comunidades rurales y áreas remotas, dotando de cierta independencia energética respecto de las grandes economías exportadoras de combustibles fósiles [11]. Dos escenarios que ejemplifican este hecho son Jordania [12] e Irán [13], donde instalaciones híbridas con y sin almacenamiento mediante BESS permiten la electrificación de zonas rurales cercanas de forma estable. De esta forma, las ventajas que presentan las instalaciones híbridas de carácter renovable, y especialmente aquellas con sistema de almacenamiento BESS, han provocado un elevado crecimiento de estas tecnologías durante los últimos años, y se espera un crecimiento exponencial de su presencia en futuras instalaciones, tal y como atestigua el informe realizado en 2022 por la consultora energética Wood Mackenzie; en el que se espera un crecimiento de hasta un 31% anual para las instalaciones de almacenamiento mediante tecnología BESS, registrando 741 GWh de capacidad global acumulada para el año 2030 [14].

En consecuencia, en el presente fin de máster se abordará el estudio de viabilidad de una instalación híbrida renovable con tecnología de almacenaje de energía mediante baterías (BESS) en Argelia. De esta forma, se pretende dar una solución medioambientalmente sostenible para la transición ecológica del modelo energético argelino; actualmente basado en los combustibles fósiles. Una alternativa que además contempla y minimiza las previsibles pérdidas energéticas y económicas debidas a intermitencia y curtailment en la producción eléctrica adaptando la configuración de la instalación.



## 2. Objetivos

### 2.1. Objetivo general

El principal objetivo de este estudio es mostrar las ventajas de diseñar y proyectar una instalación de producción eléctrica basada en la hibridación de tecnologías eólica y fotovoltaica, incluyendo un sistema de almacenamiento basado en baterías en estado sólido (BESS). Para ello se cuantificarán los beneficios del proyecto tanto a nivel técnico como económico, pues este tipo de instalaciones permite optimizar la eficiencia de ambas instalaciones, reduciendo la electricidad perdida debido al efecto curtailment, maximizando al mismo tiempo el redito económico obtenido.

### 2.2. Objetivos específicos

- *Analizar el recurso natural disponible en la zona objetivo:*

Uno de los objetivos de este estudio es analizar el recurso natural disponible; tanto el potencial eólico como la radiación solar. Para ello, se partirá de los datos de velocidad y densidad de potencia de viento proporcionados por Global Wind Atlas y Renewables Ninja (MERRA-2), y de los datos de radiación solar proporcionados por la base de datos PVGIS-SARAH-2. A partir de esta información se podrá determinar la disponibilidad del recurso eólico y solar como paso previo al dimensionamiento de las instalaciones.

- *Realizar un primer diseño e implantación de sendas instalaciones renovables:*

Este trabajo fin de máster tiene también como objetivo ser el primer paso para el proyecto de ejecución y construcción de una instalación híbrida renovable real, por lo que se pretende realizar el primer prediseño de los parques eólico y fotovoltaico que conformarán la planta generadora de electricidad renovable.

- *Calcular la producción de electricidad a partir de las instalaciones definidas:*

Se modelarán sendas instalaciones eólica y fotovoltaica considerando dimensiones y parámetros específicos de los equipos, y factores como el blockage model (eólica) y pérdidas por *missmatch* y *LID* (fotovoltaica). Posteriormente, se realizará una simulación durante la vida útil de las instalaciones y se calculará la producción eléctrica utilizando como punto de partida los datos meteorológicos proporcionados por las bases PVGIS-SARAH-2 y WAsP, empleados en la simulación por los softwares PVsyst y WindPro, respectivamente.



- *Evitar la pérdida de electricidad debido al efecto curtailment y aumentar la eficiencia de los sistemas de producción eléctrica basados en sistemas híbridos de generación:*

Se cruzarán los datos de los modelos fotovoltaico y eólico para evitar la sobreproducción y complementar periodos de indisponibilidad de recurso. También se considerará la opción de incluir una instalación de almacenamiento de energía mediante baterías en estado sólido (BESS) para almacenar el excedente eléctrico generado y mitigar el efecto curtailment en aquellos periodos que la producción se solape y no pueda verterse a red toda la producción.

- *Estudiar la rentabilidad económica a largo plazo de la instalación híbrida proyectada teniendo en cuenta ajustes pragmáticos:*

Todo proyecto de inversión requiere de un análisis de rentabilidad que justifique el gasto de capital. En este caso, este análisis será realizado en base a indicadores económicos tales como el VAN, TIR y payback que reflejen la viabilidad de la inversión teniendo en consideración la vida útil de la instalación híbrida con o sin sistema de almacenaje BESS.



### 3. Metodología

La metodología del estudio muestra el método desarrollado durante la realización del proyecto. A continuación, se enumerarán y comentarán brevemente los pasos seguidos durante dicho trayecto:

- 1- **Analizar el recurso de la zona, tanto el potencial eólico como el solar:** partiendo de los datos en bruto de velocidades de viento, e irradiación solar; tanto global horizontal como global para inclinación óptima, se realizará un ejercicio de tratamiento de datos y extracción de conclusiones. Al término de éste, obtendremos las curvas de irradiación solar anual promedio y las distribuciones de velocidad y densidad de potencia de viento. Estos perfiles, junto con la orografía, explican y justifican la selección del emplazamiento para la instalación híbrida.
- 2- **Realizar una primera implantación del proyecto:** mediante AutoCAD se delimitará la poligonal del parque eólico, así como el vallado de la instalación fotovoltaica, y, haciendo uso de software de georreferenciación tales como Qgis y Google Earth Explorer, se llevará a cabo la primera fase de implementación de la instalación.
- 3- **Analizar la producción eléctrica de sendos parques fotovoltaico y eólico durante un periodo de tiempo representativo:** una vez delimitados las instalaciones eólica y fotovoltaica, se utilizarán los softwares PVcase, PVsyst y WindPro para diseñar las instalaciones y simular la producción energética de éstas.
- 4- **Comparar y cruzar los resultados obtenidos para realizar el cálculo del curtailment:** obtenidos los resultados de las simulaciones, se cruzarán los datos de producción eólica y fotovoltaica con el objetivo de minimizar las pérdidas debido al efecto curtailment en la instalación híbrida.
- 5- **Estudiar la viabilidad técnico-económica de la instalación:** posteriormente, se analizará la viabilidad de la instalación híbrida en base a la producción del sistema, los precios de la electricidad y otros indicadores económicos, tales como el VPN, el IRR o el PayBack.
- 6- **Estudiar la posibilidad de implementar un sistema de almacenamiento basado en BESS:** Una vez analizada la viabilidad de la instalación híbrida, se planteará la factibilidad de añadir un sistema de almacenamiento de electricidad teniendo en cuenta criterios técnicos y económicos. Posteriormente, se aceptará o rechazará esta opción adjuntando o bien un prediseño, o bien una explicación acerca de su inviabilidad.
- 7- **Conclusiones:** por último, se realizará un esfuerzo de síntesis donde se recopilarán las conclusiones del estudio.



## 4. Marco normativo

A tenor del objeto del proyecto de fin de máster consistente en el estudio de viabilidad de una instalación híbrida renovable con tecnología de almacenaje de energía de baterías (BESS), se enumera la reglamentación que regula este tipo de instalaciones en Argelia, país en el que estará ubicado el proyecto:

- Decreto Presidencial No. 15-323 de 15 de noviembre de 2015, relativo a la producción, transporte, distribución y venta de electricidad
- Ley de Energías Renovables y Eficiencia Energética (Loi n°15-13 du 2 août 2015 relative aux énergies renouvelables et à l'efficacité énergétique)
- Norma IEC 62446: Establece los requisitos para la conexión a la red eléctrica de sistemas de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, incluyendo la energía solar fotovoltaica.
- Norma IEC 61724: Establece los requisitos para el monitoreo de sistemas de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, incluyendo la energía solar fotovoltaica.
- Decreto Presidencial No. 15-296 de 2015: Establece las condiciones y procedimientos para la obtención de la licencia de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.
- Decreto Ejecutivo No. 15-346 de 2015: Define los procedimientos de conexión a la red eléctrica de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.
- Norma CENELEC EN 50160. Define los requisitos para la calidad de la energía eléctrica suministrada a la red eléctrica, incluyendo los sistemas de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.
- Norma IEC 62109: Establece los requisitos de seguridad para sistemas de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, como la energía eólica y solar, incluyendo la protección contra sobretensiones y cortocircuitos.
- Norma IEC 61400: Establece los requisitos de diseño, fabricación y ensayo de aerogeneradores para la generación de energía eléctrica a partir de fuentes eólicas.
- Norma IEC 61400-12: Establece los requisitos para la medición y evaluación de la energía eléctrica generada por un parque eólico.

Estas normativas, entre otras, regulan la actividad de producción eléctrica en una instalación híbrida de estas características en el estado de Argelia.

## 5. Análisis del recurso

Con la intención de proyectar una instalación híbrida en un país en vías de desarrollo, se planteó el país norteafricano de Argelia. Esta elección fue motivada principalmente por tres criterios: el recurso eólico, el potencial solar y la topografía de la zona.

En primer lugar, se estudiaron las velocidades de viento, así como la distribución de la densidad de potencia de este, con el objetivo de caracterizar el recurso eólico de la zona. Esta caracterización se basa en los datos del Global Wind Atlas [15], de donde se obtuvieron, vía Qgis, los mapas de velocidad media promedio y la densidad de potencia promedio a una altura de 100 m, así como las rosas de viento que identifican las direcciones principales del recurso eólico.

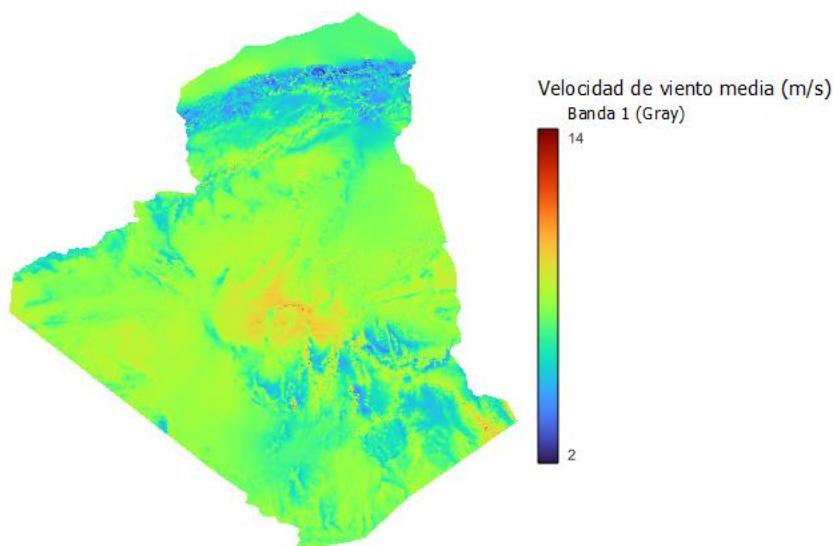


Ilustración 3. Velocidades de viento medias (m/s)<sup>3</sup>

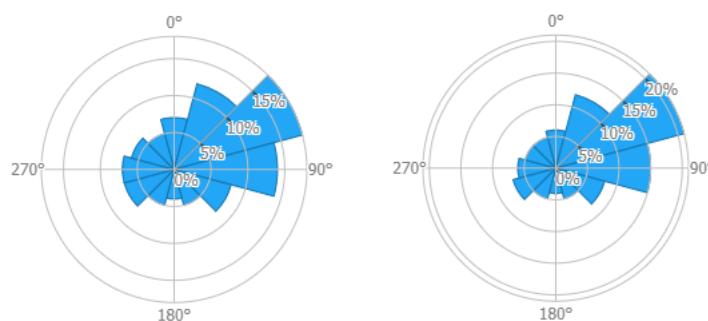


Ilustración 4. Rosas de velocidad (izda.) y de densidad de potencia de viento (dcha.)<sup>4</sup>

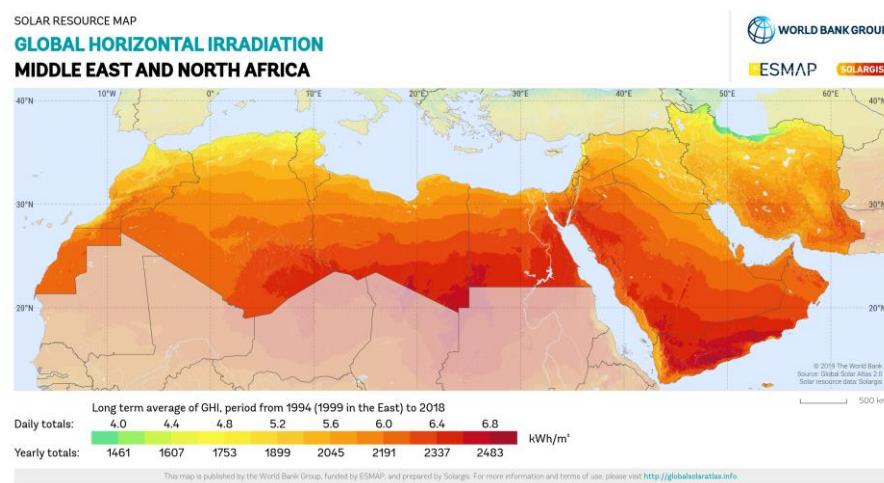
De estos mapas resulta una zona de especial interés, donde la velocidad media promedio es aproximadamente 8,5 m/s y la densidad media de potencia alcanza valores

<sup>3</sup> Fuente: Global Wind Atlas

<sup>4</sup> Fuente: Global Wind Atlas

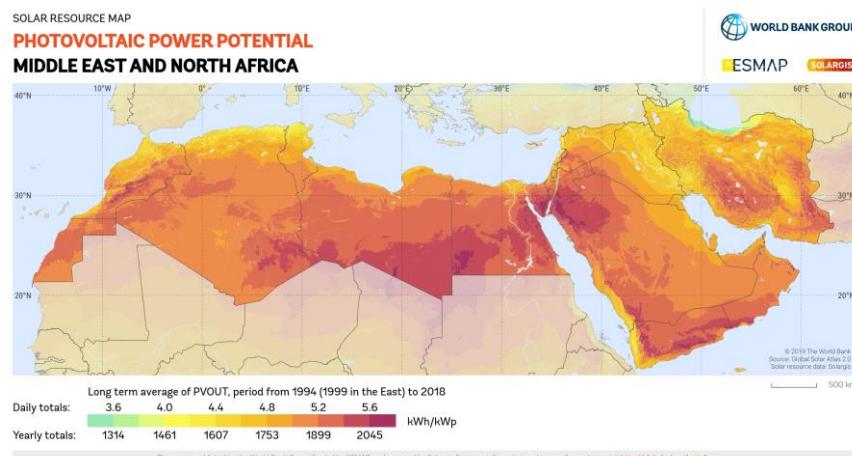
comprendidos entre 400 y 500 W/m<sup>2</sup>, con una dirección de viento predominante proveniente del noreste (NE). Además, al encontrarse en un bioma desértico le corresponde una clasificación de rugosidad 0; convirtiéndose en una zona favorable para la instalación de un parque eólico.

En lo que concierne al potencial solar, elección de la zona fue motivada por la cartografía de la irradiación global horizontal (kWh/m<sup>2</sup>) y del potencial fotovoltaico (kWh/kWp) del norte de África y del Medio Este. Estos mapas que forman parte del Global Solar Atlas [16] están basados a su vez en la base de datos SOLARGIS.



*Ilustración 5. Irradiación global horizontal*<sup>5</sup>

Como reflejan las ilustraciones, el potencial solar es muy elevado en el norte de África. Por ello, y por la existencia de un alto recurso eólico, se ubicó la instalación fotovoltaica en la zona central de Argelia. Esta ubicación presenta una irradiación global de unos 2.100 kWh/m<sup>2</sup> aproximadamente, alcanzando una cifra de unas 1.850 horas solares anuales (ó kWh/kWp), que caracterizan este emplazamiento como favorable.

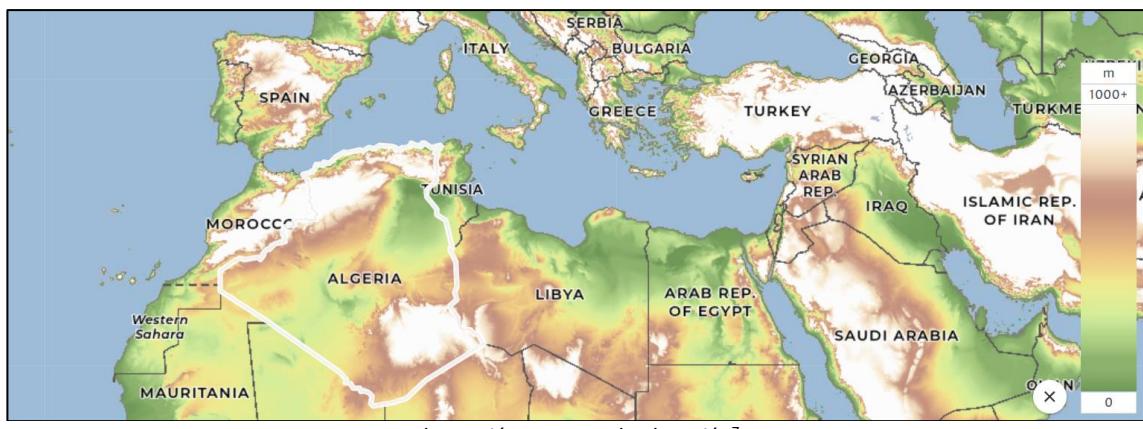


*Ilustración 6. Potencial fotovoltaico*<sup>6</sup>

<sup>5</sup> Fuente: Global Solar Atlas

<sup>6</sup> Fuente: Global Solar Atlas

Respecto a la topografía, el objetivo era asegurar que la zona preseleccionada debido a su potencial eólico y solar no sea excluida debido a una orografía que imposibilite o bien la construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones de producción eléctrica. Con este fin, se obtuvieron los datos de elevación de terreno cartografiados según Global Wind Atlas, para Argelia. Como refleja la ilustración siguiente, la elevación no varía significativamente en la zona central de Argelia, situándose esta entre 580 y 620 m aproximadamente. Por tanto, los datos de elevación de terreno, así como la rugosidad de la zona, muestran que la orografía de la zona central de Argelia no resulta un criterio excluyente en primera instancia para la instalación de los parques eólico y fotovoltaico según los recursos de viento e irradiación solar mencionados anteriormente.



Teniendo en cuenta los criterios anteriores se tomó la decisión de ubicar ambas instalaciones en la zona noroeste de la *wadiya* (provincia) de In-Salah; área central del desierto de Argelia. Las dos poligonales de las instalaciones se ubicaron distanciadas aproximadamente 10 km, con el fin de evitar potenciales sombreados cercanos causados por los aerogeneradores. A estas dos zonas se puede llegar con relativa facilidad recorriendo la carretera argelina N1 y otras carreteras secundarias del desierto; lo que facilitaría la construcción de la instalación. En la ilustración siguiente se muestra la ubicación de las poligonales correspondientes al parque fotovoltaico y eólico, en verde y azul; respectivamente, así como las coordenadas de los centroides de estas.

<sup>7</sup> Fuente: Global Wind Atlas

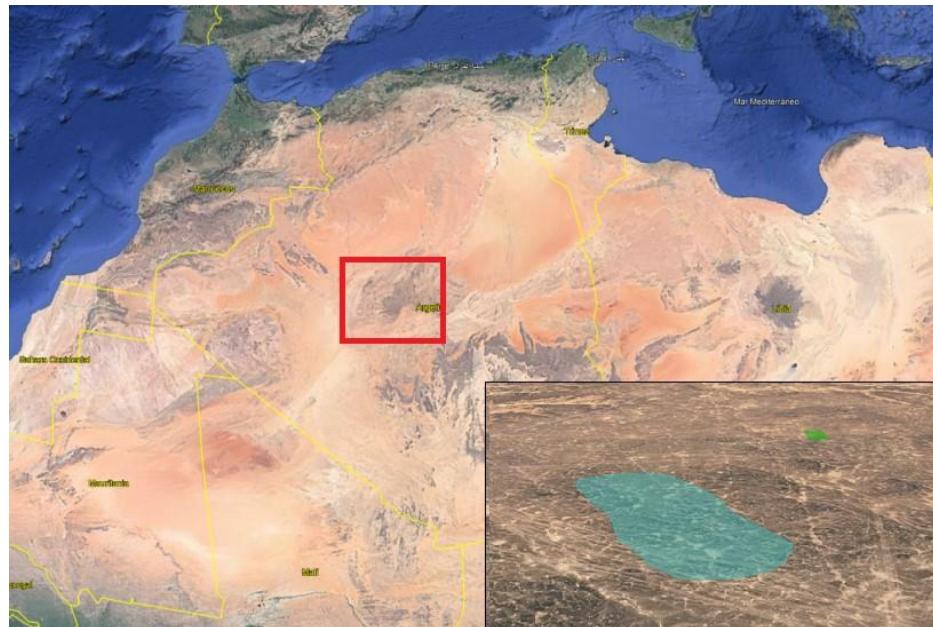


Ilustración 8. Ubicación y emplazamiento <sup>8</sup>

POLIGONAL	COORDENADAS CENTROIDES UTM WGS84 HUSO 31N	
	X	Y
Parque Fotovoltaico (PFV)	410.435,35 m E	3.126.389,00 m N
Parque Eólico (P.E)	402.775,91 m E	3.115.067,78 m N

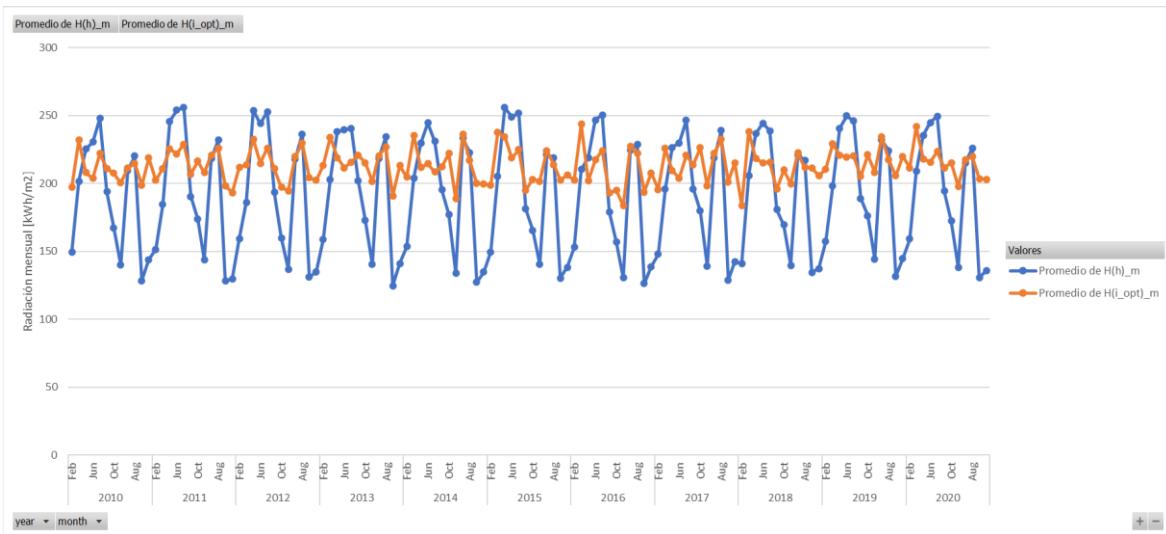
Tabla 1. Coordenadas centroides PE y PFV

Estas ubicaciones combinan un alto potencial solar (zonas de alta irradiación global), con un buen recurso eólico (elevada densidad de potencia de viento), así como una gran disponibilidad de terreno con una orografía adecuada, como se muestra en los siguientes apartados.

## 5.1. Potencial Solar

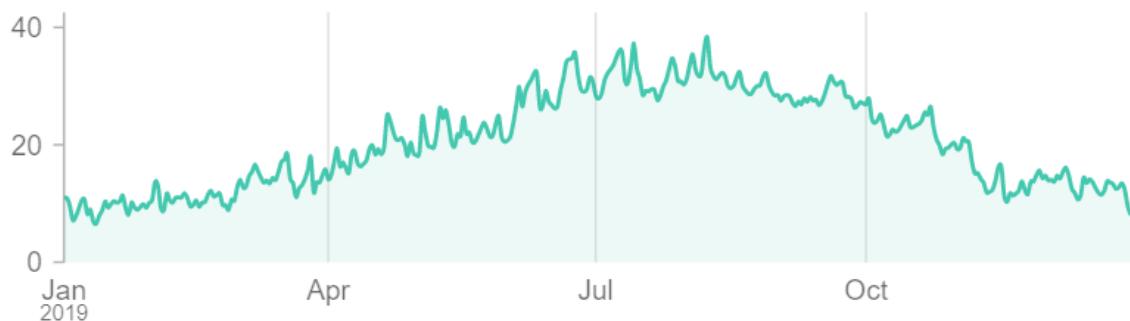
Una vez ubicado el emplazamiento de la poligonal fotovoltaica, se analizó el potencial solar específico de la zona; cuyas coordenadas pueden asimilarse a las del centroide del parque fotovoltaico anteriormente mencionadas. Para esta ubicación, se tuvieron en cuenta los datos proporcionados por la base de datos de radiación solar PVGIS-SARAH-2 durante el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2010 y el 31 de diciembre de 2020. Se trabajó con la irradiación global horizontal y con la irradiación global para el ángulo óptimo (en este caso 29°); ambas denotadas por la unidad [ $\text{kWh/m}^2$ ] y en promedio mensual. En la gráfica siguiente se observa el desglose del estudio mencionado anteriormente.

<sup>8</sup> Fuente: Google Earth Pro



*Ilustración 9. Irradiación global promedio 2010-2020*

Como cabría esperar, la elevada irradiación solar del emplazamiento seleccionado, tanto en términos de irradiación global horizontal promedio ( $191,19 \text{ kWh/m}^2$ ), como en irradiación global para ángulo óptimo promedio ( $213,06 \text{ kWh/m}^2$ ), convierten al lugar seleccionado en un excelente emplazamiento para una instalación fotovoltaica. Sin embargo, las temperaturas extremas de la zona de implantación afectarán negativamente al rendimiento de los módulos, disminuyendo la productividad del sistema fotovoltaico. Como ejemplo, la ilustración siguiente muestra el promedio diario de temperaturas (en  $^{\circ}\text{C}$ ) durante el año 2019; con una media anual de aproximadamente  $24^{\circ}\text{C}$ .



*Ilustración 10. Promedio diario de temperaturas (año 2019)<sup>9</sup>*

No obstante, estas pérdidas podrán compensarse en parte en la fase de diseño, incluyendo módulos bifaciales que aprovechen la refractariedad de la arena del desierto para aumentar la producción del sistema.

<sup>9</sup> Fuente: Renewables.ninja. Licensed by NASA Data Information Policy [26]

## 5.2. Recurso eólico

Respecto al parque eólico, el estudio del recurso se realizó en base a los datos de velocidades de viento para las coordenadas del centroide del parque anteriormente representadas. Con este fin, se descargaron los datos horarios de velocidad de viento de la base de datos Renewables Ninja [17], para las 8.760 horas del año 2019.

En primer lugar, se calculó el histograma de velocidades de viento de estos datos, con intervalo de 0,1. A continuación, se obtuvo la curva de densidad de probabilidad PDF, dividiendo los valores del histograma entre los 8760 y la anchura del intervalo. Posteriormente, se caracterizó la distribución de velocidades de viento como una distribución de Weibull; en base a la siguiente expresión:

$$p(v) = \frac{k}{c} * \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} * e^{-(\frac{v}{c})^k}$$

Donde,

$$k = \left(\frac{\sigma_u}{v_{media}}\right)^{-1,086} \quad c = \frac{v_{media}}{\Gamma(1+\frac{1}{k})}$$

Siendo  $k$  el factor de forma,  $c$  el factor de escala,  $\sigma_u$  la desviación típica, en m/s, y  $v_{media}$  la velocidad media, en m/s. Además  $\Gamma$  corresponde a la función gamma.

Según los datos de viento proporcionados por la base de datos, la velocidad media de viento es de 8,36 m/s y la desviación típica 2,4057 m/s; lo que permite caracterizar la distribución de velocidades en base a una distribución Weibull de parámetros  $k=3,868$  y  $c=9,241$ .

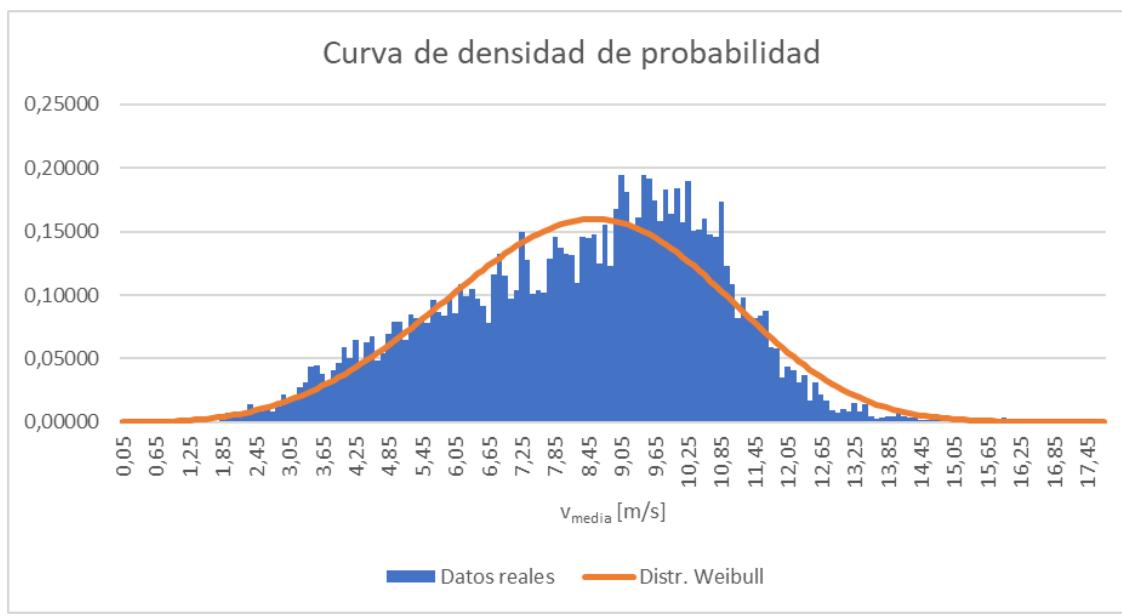


Ilustración 11. Curva de densidad de probabilidad



Una vez determinada la distribución de Weibull para las velocidades de viento del emplazamiento, se calculó la potencia disponible media del viento del emplazamiento,  $P_d$  ( $\text{W/m}^2$ ), integrando la curva de densidad de potencia de viento disponible.

$$P_w = \int_0^{\infty} P_d(v) * f(v) * dv$$

Siendo  $f(v)$  las frecuencias de las velocidades de viento  $v$ .

La curva de densidad de potencia de viento disponible se obtuvo multiplicando la densidad de probabilidad de cada velocidad de viento (según la distribución Weibull) por unidad de área a esa velocidad; en base a la siguiente expresión:

$$P_d = \frac{1}{2} * \rho * v^3$$

Siendo,

$\rho$ : densidad del aire, en  $\text{kg/m}^3$

$v$ : velocidad del viento, en  $\text{m/s}$

Dónde, a su vez,

$$\rho = \frac{p}{R * T} = \frac{3,4837 * p}{(T + 273,15)}; \quad p = 101,29 - (0,011837) * z + (4,973 * 10^{-7}) * z^2$$

Con,

$T$ : temperatura media anual, en  $^{\circ}\text{C}$ .

$p$ : presión atmosférica, en  $\text{kPa}$ .

$z$ : altitud sobre el nivel del mar, en  $\text{m}$ .

Tomando una altitud de 600 m y una temperatura promedio de  $24^{\circ}\text{C}$  se obtuvo una presión de 94,36 kPa y por consiguiente, una densidad del aire de  $1,106 \text{ kg/m}^3$ . Finalmente, y como resultado de la integral de  $P_d$ , la potencia disponible media de viento alcanzó un valor específico de  $403,76 \text{ W/m}^2$ ; pudiendo calificarse en consecuencia como un emplazamiento de elevado interés eólico, considerando que, a partir de  $200 \text{ W/m}^2$ , e incluso  $300 \text{ W/m}^2$ , siendo más conservadores, ya comienza a ser rentable la generación de electricidad mediante aerogeneradores.

### 5.3. Topografía de la zona

Además del potencial solar y el recurso eólico se tuvo en consideración la topografía, con el fin de caracterizar como favorable el terreno de cara a la implantación de la instalación híbrida. Para tal consideración se partió de los datos de elevación de terreno de la base de datos del Servicio Geológico de Estados Unidos, EarthExplorer [18]. Importando las zonas objetivo fue posible descargar la topografía SRTM (Shuttle Radar Topography Mission) con una resolución 1 Arc-Second Global en formato .tiff. A partir de esta imagen ráster, se extrajeron las curvas de nivel con intervalo de un metro de los archivos anteriormente mencionados, permitiendo georreferenciar el vallado exterior del parque fotovoltaico y la poligonal del parque eólico en función de la orografía.

Como puede observarse en las siguientes imágenes, la elevación del terreno no varía significativamente, para las dos localizaciones seleccionadas. Así pues, las curvas de nivel asociadas no arrojan ningún impedimento para la implantación de los parques eólico (imagen superior) y fotovoltaico (imagen inferior).

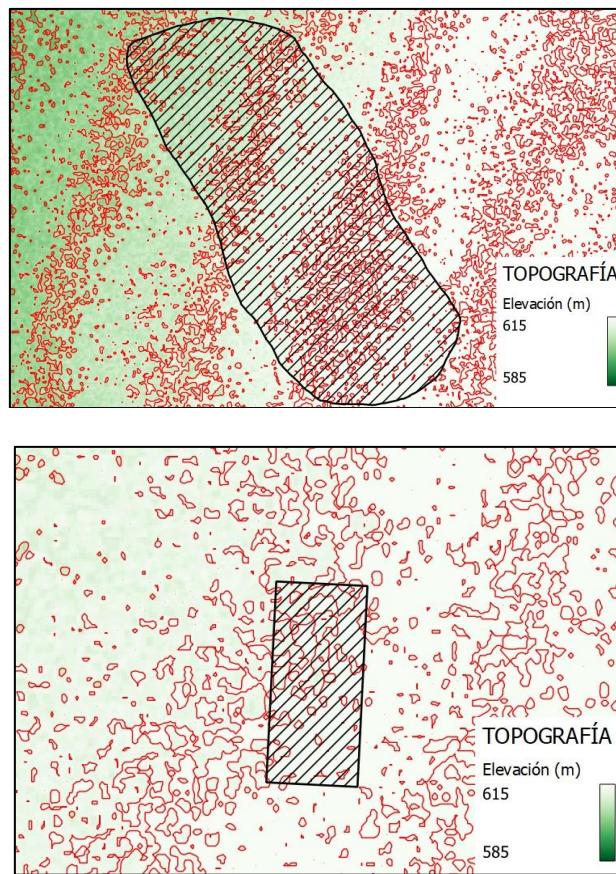


Ilustración 12. Topografía del emplazamiento y curvas de nivel

Finalmente, y una vez calificado como favorable, este emplazamiento, y las zonas propuestas pasarán a ser la base del diseño preliminar de las instalaciones fotovoltaica y eólica.



## 6. Diseño preliminar

Durante este apartado, se describirán los pasos realizados y las consideraciones durante el prediseño de sendas instalaciones fotovoltaica y eólica. Para el diseño del parque fotovoltaico se utilizó el software AutoCAD, previa georreferenciación via Qgis, complementado con uno de sus plug-ins más conocido en el sector, PVcase. Éste, es un software de diseño de parques fotovoltaicos que se ha destacado en el mercado por su facilidad de uso, su velocidad y su alta precisión. Además, PVcase es compatible con una amplia gama de paneles solares y tecnologías de montaje, lo que lo hace altamente adaptable a las necesidades específicas de cada proyecto y permite a su vez exportar la escena de sombreado a PVsyst maximizando la eficiencia energética reducir los costos de instalación a través de una simulación precisa.

Por otro lado, para el parque eólico se hizo uso de Google Earth Pro y Qgis para la implantación y georreferenciación de los aerogeneradores, teniendo en cuenta también la topografía del terreno. La elección de estos dos softwares de georreferenciación se debe fundamentalmente a su simplicidad, versatilidad y su condición de código libre. La combinación de Google Earth Pro y Qgis permite realizar tareas cartográficas y análisis de gran cantidad datos geoespaciales de forma precisa y eficiente, permitiendo referenciar los aerogeneradores correctamente; previniendo, entre otras cosas, gran parte de las pérdidas por efecto estela o complicaciones de carácter topográfico derivadas de un posicionamiento erróneo de los aerogeneradores o de los módulos fotovoltaicos.

### 6.1. Instalación fotovoltaica

Para el diseño de la instalación fotovoltaica se partió de la zona delimitada anteriormente. Mediante AutoCAD se crearon las zonas de captación fotovoltaica y las zonas de offset que delimitan los centros de transformación (CT), interconectados mediante los viales de ancho 5 metros. En estos CT's, se eleva la tensión del conjunto de inversores (0'8 kV) hasta las necesidades de media tensión (30 kV). Tras conectarse a las debidas celdas de línea de la subestación del parque, se elevará la tensión hasta 132 kV, para su posterior evacuación hasta el SET más cercano (40 km) que permitirá la evacuación de la electricidad producida.

Partiendo del límite de inyección propuesto (125 MW), se tomó la decisión de dimensionar la planta fotovoltaica en un valor de potencia nominal cercano a este. En consecuencia, se pensó en primera instancia en un valor de mínimo 120 MW, repartidos equitativamente en diez centros de transformación de 14 MVA cada uno. Teniendo en cuenta esta potencia se calculó el requisito mínimo de potencia pico a instalar, siendo este igual a 1,1 para la relación entre la potencia pico y la nominal. En base a estos requisitos mínimos se definieron los parámetros que caracterizan a la instalación en PVcase, para posteriormente, realizar la simulación de producción eléctrica en PVsyst. En primer lugar, se seleccionaron los equipos clave que se van a utilizar, encontrándose recogidas sus características técnicas en los anexos I y II:

- **Módulo fotovoltaico JA Solar JAM72D30-550/MB:** la selección de este módulo ha sido motivada por la alta refractariedad de la arena del desierto y la necesidad de mitigar las pérdidas por temperatura haciendo uso de la tecnología bifacial, que permite captar la radiación reflejada en la superficie terrestre.
- **Inversor Sungrow SG350HX-20:** este equipo fue escogido debido a que es capaz de trabajar a 320 kW, a altas temperaturas (40°C), por lo que es capaz de trabajar a condiciones nominales durante la mayoría del tiempo en el emplazamiento propuesto.

Posteriormente, se definió la configuración del parque, en base a las dimensiones del módulo (2,278 m x 1,134 m x 0,035 m). Se propuso una configuración con los módulos en posición de retrato o vertical (1V) agrupados en strings de 26. Estos strings de 26 a su vez, se agrupan en seguidores a un eje (o trackers) que pueden ser de uno o dos strings. La inclinación de estos trackers varía -55 y 55º en dirección norte-sur, con el objetivo de captar la radiación solar durante el mayor tiempo posible. Se fijó una distancia entre módulos (pitch) de 6,5 m para evitar sombreados entre conjuntos de módulos y se definieron los pasillos internos entre trackers (4 m) así como la altura de punto medio del mismo de 1,8 m.

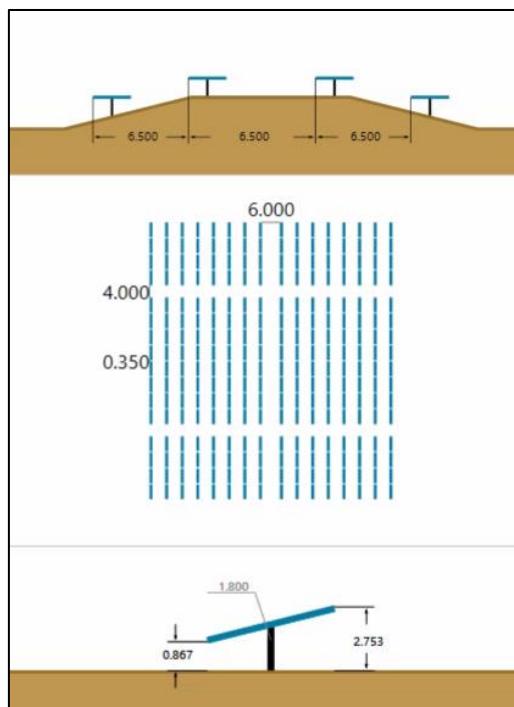


Ilustración 13. Detalle de configuración FV

Finalmente, se implementa el diseño eléctrico, donde se realiza la configuración y reparto de strings para los correspondientes inversores y centros de transformación. Para ello, se ha de repartir la potencia pico y la potencia nominal de forma equitativa entre los 10 CT's, teniendo en cuenta la distribución en strings de 26 módulos en serie. Con este objetivo en mente, se optó por una distribución de strings basada en 39 inversores por CT, donde 23 de ellos contarán con 24 strings en paralelo, y los 16 restantes, con 25; alcanzando un total de 952 strings por centro de transformación. Esta configuración se repetirá para los diez centros de transformación, conformando la instalación fotovoltaica final.



Por CT			TOTAL	
Potencia pico	13.613,6	kWp	136,136	MWp
Módulos	24.752	uds	247.520	uds
Inversores	39	uds	390	uds
Potencia nominal	12.480	kW	124,8	MW
Potencia reactiva	13.728	kVA	137,28	MVA
Nº Strings	952	uds	9.520	uds
Nº Trackers	544	uds	5.440	uds

*Tabla 2. Parámetros generales de la instalación fotovoltaica*

### **Sistema de evacuación**

Respecto al sistema de evacuación de la energía, se plantea que, la electricidad producida en los módulos fotovoltaicos recorra una distancia promedio de 120 m en baja tensión y corriente continua, hasta los inversores, donde se transformará a corriente alterna. Posteriormente, recorrerá un promedio de aproximadamente 320 m hasta cada uno de los 10 centros de transformación (CT) donde la tensión se verá elevada desde 0,8 kV a 30 kV. Posteriormente, se seguirá una evacuación en cascada, donde cada dos CT's se agruparán para realizar una evacuación conjunta de hasta 24 MW. De esta forma, 5 circuitos de 24 MW a tensión de 30 kV supondrán una evacuación total de 120 MW en 5 celdas de línea en el embarrado de la subestación del parque. Posteriormente, y tras elevar su tensión a 132 kV, se realizará la evacuación mediante línea aérea de alta tensión (LAAT) de 40 km hasta barras del punto de conexión más cercano, en la denominada "SET Argelia 1". De esta forma, se injectará a red la producción del parque fotovoltaico. En los anexos III y IV pueden encontrarse detallados tanto esquema unifilar de baja-media tensión para el CT tipo, así como el esquema unifilar de evacuación del parque fotovoltaico.

Finalizado el modelado del parque fotovoltaico se obtuvo la escena de sombreado en base al modelo diseñado en AutoCAD; consultable en el anexo V. De éste, se extrajo la escena de sombreado 3D en formato pvc; la cual permitió calcular las pérdidas debido al sombreado cercano en PVsyst con mayor exactitud, y, por tanto, obtener una mayor precisión en el modelado de la simulación de la producción eléctrica del sistema fotovoltaico.

## 6.2. Parque eólico

Respecto al parque eólico, el objetivo principal consistía en seleccionar las posiciones de los aerogeneradores que permitiesen optimizar la producción eléctrica de la instalación. Partiendo de esa premisa, se tuvieron en cuenta tres criterios principales: el potencial eólico disponible, la topografía y el posible efecto estela producido entre los aerogeneradores. En base a los datos de velocidad, energía y dirección de viento existentes, se seleccionó la zona central de la poligonal eólica anteriormente. En esta zona, las direcciones de viento predominantes responden al cuadrante NE-ENE y la media de velocidades de viento anual se encuentra comprendida por encima de 9 m/s, según los datos del Global Wind Atlas [15]; tal y como se muestra representado en la siguiente imagen.

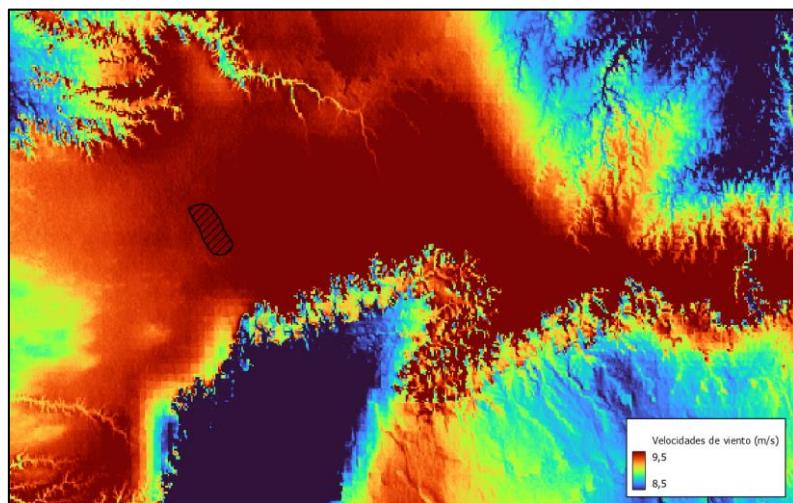


Ilustración 14. Velocidades de viento, zona central.

Posteriormente, se consideró como criterio relevante la topografía del terreno calculada anteriormente, ya que ésta puede suponer, tanto la imposibilidad de construcción de los aerogeneradores, como pérdidas de producción eléctrica debido a la creación de corrientes alrededor de accidentes orográficos. En este caso, la suave topografía del terreno permitió realizar una primera implantación mediante los softwares AutoCAD y Qgis; permitiendo a su vez georreferenciar la instalación y las posiciones de los aerogeneradores. La disposición escogida fue tresbolillo, donde las 15 posiciones distan entre 1 y 1,2 km entre sí. Éstas quedan reflejadas en la siguiente tabla, según sus coordenadas UTM.

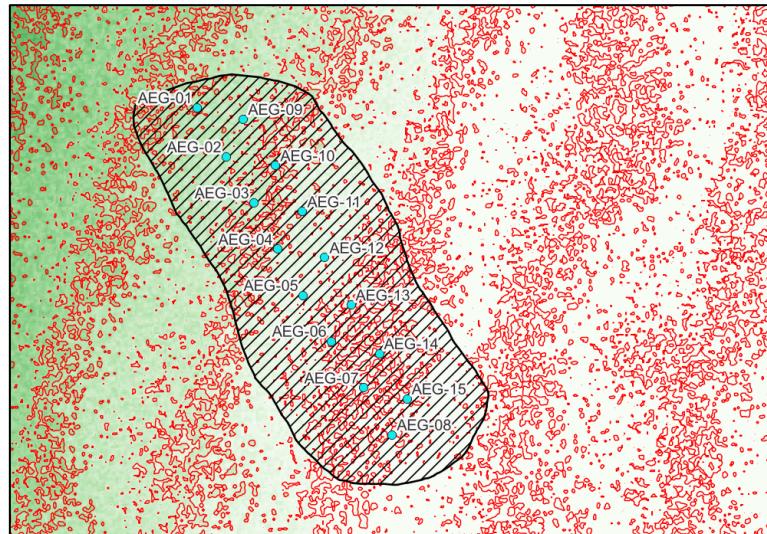
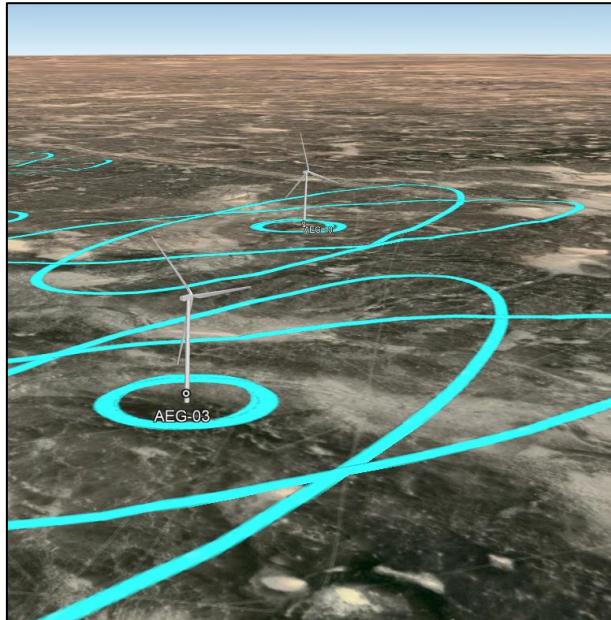


Ilustración 15. Topografía del parque eólico

COORDENADAS AEROGENERADORES UTM WGS84 HUSO 31N		
Posición	X	Y
AEG-01	400.079	3.118.990
AEG-02	400.747	3.117.868
AEG-03	401.376	3.116.808
AEG-04	401.931	3.115.739
AEG-05	402.504	3.114.671
AEG-06	403.166	3.113.615
AEG-07	403.898	3.112.547
AEG-08	404.562	3.111.460
AEG-09	401.142	3.118.731
AEG-10	401.884	3.117.665
AEG-11	402.494	3.116.604
AEG-12	403.004	3.115.544
AEG-13	403.614	3.114.455
AEG-14	404.268	3.113.337
AEG-15	404.904	3.112.288

Tabla 3. Posiciones de los aerogeneradores

A continuación, se exportó en formato .kmz, con el fin de crear un *buffer* con el que se compruebe que se respeta la distancia prudencial entre aerogeneradores para evitar pérdidas debido la turbulencia generada cuando el viento pasa a través de las palas de un aerogenerador; también llamada efecto estela. Para ello, se dibujó una elipse donde la posición del aerogenerador conforma el centro y los ejes mayor y menor se dimensionan como 9 y 2,75 veces el diámetro de rotor, respectivamente, tomando como referencia la turbina Siemens Gamesa SG 5.0-145 MkII-5,000 de diámetro 145 m, cuya ficha técnica se puede observar en el anexo VI. Como resultado de este proceso, se obtuvieron 30 elipses de aproximadamente 1305x400 m, las cuales conforman los buffers a respetar; orientadas en las direcciones de viento predominantes, tal y como se muestra en el detalle de la siguiente ilustración.



*Ilustración 16. Detalle buffer elíptico*

Esta implantación servirá como modelo y punto de partida para la simulación con WindPRO, que permitirá realizar un análisis exhaustivo de la producción eléctrica del parque eólico que formará parte del sistema híbrido.

### **Sistema de evacuación**

Respecto al sistema de evacuación de la energía, se plantea que, la electricidad producida en los aerogeneradores siga una evacuación en cascada. Donde cada tres aerogeneradores se agruparán para realizar una evacuación conjunta de 15 MW. De esta forma, 5 circuitos de 15 MW, a una tensión de 30 kV, supondrán un total de 75 MW evacuados en 5 celdas distintas de línea en el embarrado de la subestación del parque. En ésta, la tensión se verá elevada hasta 132 kV, y posteriormente recorrerá de aérea 40 km hasta la SET Argelia 1, siendo éste el punto de conexión más cercano. De esta forma, se inyectará la producción eléctrica del sistema en la red argelina. Los detalles de este sistema de evacuación eólica pueden ampliarse en el anexo VII.



## 7. Análisis de producción

Definidas las extensiones de los parques, así como su configuración inicial, el siguiente paso fue simular mediante la producción de electricidad mediante el periodo objetivo. En el caso del parque fotovoltaico, se escogió PVsyst para llevar a cabo las simulaciones de las instalaciones fotovoltaicas. Este software, desarrollado por el Instituto de Ciencias Medioambientales (ISE) de la Universidad de Ginebra, es ampliamente utilizado en el ámbito profesional y ha demostrado ser altamente preciso en sus simulaciones según diversos estudios de instituciones de renombre, como el International Journal of Engineering Science Invention [19], [20]. Además de su interfaz amigable y su bajo costo, la rapidez y eficacia de sus simulaciones lo hacen destacar sobre otros competidores del sector, como PVsol o HOMER.

Respecto al parque eólico, se utilizó el software WindPro para realizar la configuración del parque eólico previo paso a las simulaciones de producción eléctrica. Este software permite simular y analizar de forma precisa la producción eléctrica del parque eólico modelado en base a datos meteorológicos y de terreno recogidos previamente, así como a la amplia variedad de tecnologías y modelos de turbinas eólicas. A su vez, este software tiene en cuenta fenómenos como el efecto estela y otras turbulencias para el cálculo de perdidas; lo que lo convierte unos de los software más completos y utilizados en la industria e investigación eólica [21], [22].

### 7.1. Parque fotovoltaico

Durante este apartado se describen los parámetros tenidos en cuenta durante la simulación en PVsyst para calcular la producción de electricidad del parque fotovoltaico. El paso previo antes de definir los parámetros principales de la simulación es la obtención de datos meteorológicos. Con este fin, se obtuvo el archivo meteorológico que contiene los datos de irradiación global horizontal, difusa, velocidades de viento y temperatura. Estos se calcularon a partir del modelo proporcionado por la base de datos Meteoronorm 8.1, a partir de los datos de sus más de 8.000 estaciones repartidas por el mundo. Posteriormente, se definió el tipo instalación (producción eléctrica conectada a red) y de campo, donde se escogió un sistema de rastreo en eje horizontal en el eje norte-sur con retroceso y ángulos de inclinación comprendidos entre 55º y -55º con el fin de maximizar la radiación solar captada.

En cuanto a los parámetros de sistema, se tomaron los 136,136 MWp definidos anteriormente, así como los 247.520 módulos JA Solar, los 390 inversores Huawei y las 9.520 cadenas de 26 módulos en serie. Respecto a modelo bifacial planteado, los parámetros más relevantes considerados son los siguientes:

- Albedo de tierra: 0,30 (debido a la refractariedad de la arena del desierto).
- Factor de sombreado de estructura: 9,9 %
- Factor de pérdida de desajuste: 5,4 %
- Altura sobre el suelo: 1,8 m



Respecto a las pérdidas detalladas, éstas se definieron en base a la siguiente tabla:

Pérdida		Parámetro
Parámetro térmico	Factor de pérdida constante (Uc)	29 W/m2K
Pérdidas óhmicas: Circuito CC	Fracción de pérdida en STC	0,50%
	Caida de tensión a través del diodo	0 V
Pérdidas óhmicas: Circuito CA - BT	Longitud del inversor a transformador	320 m
	Sección cables	400 mm <sup>2</sup>
	Fracción de pérdida en STC	1,41%
Pérdidas óhmicas: Circuito CA - MT	Tensión de evacuación	30 kV
	Sección cables	400 mm <sup>2</sup>
	Fracción de pérdida en STC	0,61%
	Longitud del transformador a subestación elevadora (SET)	5.000 m
Pérdidas óhmicas: Transformador	Pérdida de cobre	0,91%
Calidad del módulo	Pérdida de eficiencia del módulo	0,45%
Light Induced Degradation	Factor de pérdidas LID	0,60%
Mismatch	Pérdida de desajuste de módulo: potencia en MPP	0,50%
	Pérdida de desajuste de cadenas potencia en MPP	0,10%
Indisponibilidad	Fracción	1%
	Duración	3,7 días/año
	Periodos	3
Pérdidas por suciedad	Factor de pérdida anual	5%
Otros	Corrección espectral	Sin usos en simulación
	Pérdidas IAM	Utiliza la definición del módulo FV
	Consumos auxiliares	2 W/kW

Tabla 4. Pérdidas detalladas PVsyst

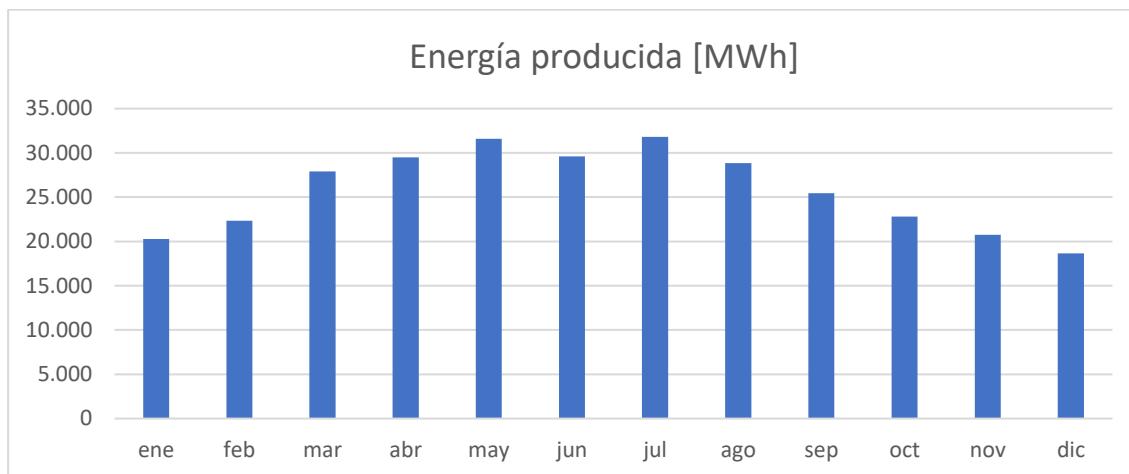
El siguiente paso fue definir los sombreados, tanto los lejanos (horizonte), como los cercanos; producidos por estructuras cercanas al campo fotovoltaico o del propio campo de captación. La línea de horizonte se importó de la base de datos PVGIS Horizon en base a las coordenadas del centroide del parque fotovoltaico, mientras que los sombreados cercanos se importaron del archivo que corresponde a la escena de sombreado 3D de la instalación definida anteriormente en PVcase. Además, en la escena de sombreado se definieron particiones en las cadenas de módulos, para 26 y 52, donde se tuvo en cuenta las pérdidas debido al efecto eléctrico, tomando una fracción en simulación del 80%.

En lo referente a la gestión de la energía, se tomó un factor de potencia de 0,98 para inyección de red. A su vez, se obvió la limitación de potencia de inyección, ya que uno de los objetivos de este proyecto es obtener los excedentes de producción y calcular, y minimizar el efecto curtailment. Además, se calculó la estimación P50-P90 que muestra la variabilidad de la producción en función de la probabilidad de los valores de radiación en base a una distribución normal. Teniendo todos estos parámetros en consideración, los principales resultados de la simulación fueron los siguientes:

PFV Argelia	P50	P75	P90
Producción energética [GWh/año]	309,5	303,1	297,3
Producción específica [kWh/kWp/año]	2.274	2.226	2.184

*Tabla 5. Principales resultados de simulación FV*

Estos resultados resumen la producción eléctrica anual del conjunto; cuya información se detalla en el anexo VIII. La producción anual, a su vez, se desglosa por meses en la siguiente ilustración, donde se dibuja la gráfica correspondiente a la producción eléctrica, en MWh, en base a la matriz 8.760 con distribución P50.



*Ilustración 17. Producción FV anual*

Como puede observarse, durante los meses centrales del año la producción eléctrica del conjunto es mayor. Este fenómeno se debe principalmente a que se recibe mayor cantidad de radiación solar, siendo especialmente notable en aquellos meses en los que el día es más largo. De esta forma, en mayo, junio y julio se producen 31,6 GWh, 29,6 GWh y 31,8 GWh, alcanzando valores del 10,2%, 9,56% y 10,26%, respectivamente, del cómputo global de la producción del sistema. Sin embargo, en el mes de junio y agosto se observan unas pequeñas disminuciones de la producción eléctrica debido a las altas temperaturas que disminuyen el rendimiento operativo de la célula fotovoltaica y que los períodos de luz son ligeramente más cortos. A continuación, se muestra de forma ilustrativa los perfiles de generación eléctrica para dos escenarios representativos de días favorables y desfavorables, en períodos de mayor y menor recurso solar disponible; tales como el día 21 de julio y 1 de diciembre.

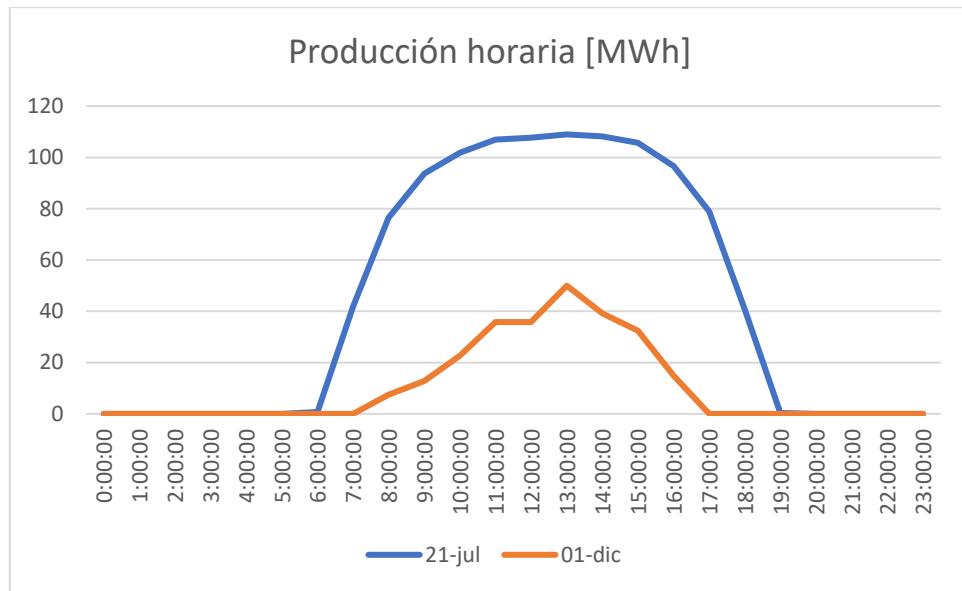


Ilustración 18. Perfiles diarios de generación fotovoltaica

También es interesante analizar la ratio de productividad de la instalación (PR) y el grado de ocupación del suelo disponible (GCR), que alcanzan valores del 85% y 35%, respectivamente. Esto es un buen indicativo del buen diseño de la instalación, ya que el alto porcentaje de PR permite dilucidar que no existe un gran porcentaje de pérdidas y que la instalación de módulos bifaciales es recomendable en este caso, pues aumenta considerablemente la producción debido a la refractariedad de la arena. Además, la elevada separación entre rastreadores evita la producción de sombreados entre módulos, beneficiando también a la producción. No obstante, este sobredimensionamiento en la separación aumenta de forma excesiva el GCR, indicando que el suelo se está aprovechando de forma menos eficiente, aunque en este caso, la gran disponibilidad de terreno hace que este dato sea despreciable.

## 7.2. Parque eólico

Durante este apartado se describen los pasos seguidos y los parámetros tenidos en consideración durante la simulación en WindPRO con el objetivo de calcular la producción de electricidad gracias a la instalación eólica.

Para comenzar, se eligió el modelo “*Standard PARK with WAsP*” como el modelo de cálculo a utilizar durante la simulación. Este modelo se basa en estadísticas de la distribución de viento y de pérdidas debidas a efecto estela para cada aerogenerador, generando un informe de producción anual incluyendo la curva de potencia corregida debido a las variaciones de la densidad del aire.



Ilustración 19. Modelo de simulación utilizado

Tras escoger el modelo de cálculo a usar en la simulación se procedió a importar los datos de viento de la zona. Esta operación se realizó definiendo un objeto meteo. Este elemento permite importar datos meteorológicos desde estaciones de medición, modelos numéricos de pronóstico o bases de datos meteorológicas y utilizarlos para realizar análisis detallados del viento y la energía de la zona. En este caso, los datos de viento provienen de la base CERRA, en la estación más próxima a la localización del emplazamiento, siendo esta base una de las pocas operativas en la zona central de Argelia. Para otras zonas, tales como Europa, la base de datos de viento suele ser ERA-5. El periodo de datos de medida de velocidades de viento seleccionado para la simulación comprende 22 años; desde el 1 de enero de 1999 hasta el 1 de enero de 2021. Con estos datos, se puede observar, por ejemplo, la distribución de Weibull de las velocidades de viento para el emplazamiento durante los 22 años, y compararla con la obtenida anteriormente en la estimación del recurso eólico para el año 2019.

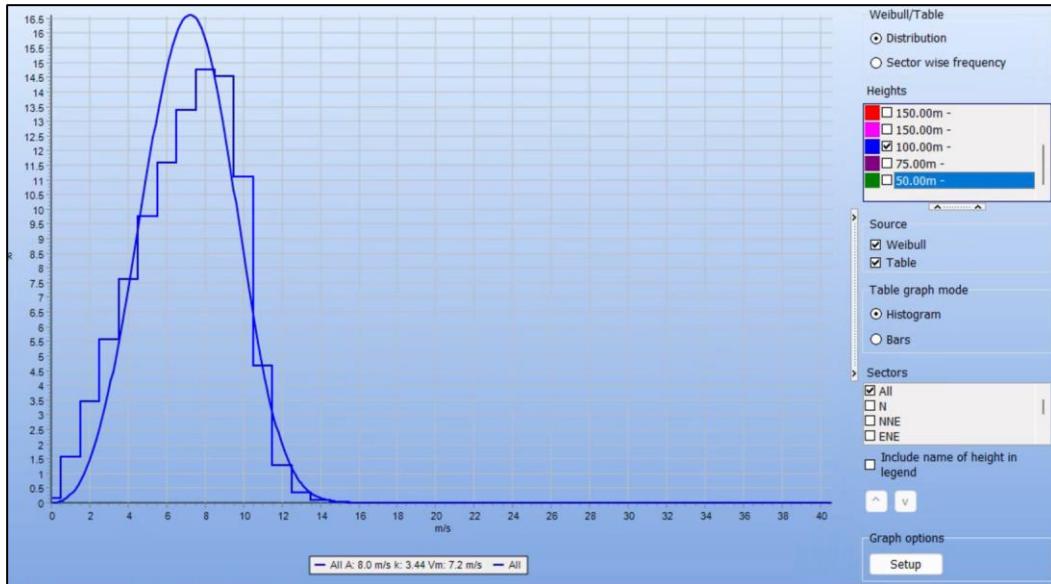


Ilustración 20. Distribución Weibull basada en datos CERRA (1999-2021)

Como puede observarse, la distribución de Weibull para el periodo de 22 años seleccionado presenta diferencias respecto a la obtenida para el año 2019; siendo  $A=9,24$  m/s,  $k=3,868$  m/s y  $V_m=8,36$  m/s para la distribución obtenida anteriormente. Los datos meteorológicos de la base de CERRA son más precisos, y toman en consideración un mayor rango de años, lo que explica esta discrepancia.

A continuación, se implementa el módulo STATGEN, que permite realizar análisis estadísticos de los datos meteorológicos anteriormente recopilados; tales como análisis de distribución de velocidad y dirección del viento, análisis de frecuencia, análisis de distribución de temperatura, análisis de rangos de velocidades de viento específicas, etc. Una vez implementado, se añade el módulo WAsP que, a su vez, se basa en los datos previamente calculados en el módulo STATGEN. El módulo WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program) es un módulo esencial que se utiliza como motor de cálculo interno del software WindPRO para calcular la producción energética del viento, en base a consideraciones de mecánica de fluidos computacional (CFD). WAsP combina la curva de potencia del aerogenerador proyectado con la distribución anual de la velocidad del viento para el emplazamiento seleccionado, con el fin de estimar la producción de energía esperada para una turbina eólica o para el conjunto de las mismas durante un año. Respecto a esta curva de potencia, WAsP se basa en los datos de densidad de aire proporcionados por el meteo data introducido anteriormente para aplicar ligeras correcciones. Estos datos de temperatura, presión y altura son tratados mediante el método recomendado por WindPRO, obedeciendo la normativa IEC.

Además de la corrección de la curva de potencia, se consideraron los efectos estela (wake) y efecto bloque (blockage). El primero se basa en las pérdidas causadas por las zonas de baja velocidad y alta turbulencia causadas por el paso del viento a través del rotor, disminuyendo el rendimiento de las turbinas cercanas. Mientras que el segundo surge de la desaceleración del viento a medida que se acerca a los aerogeneradores, causando perturbaciones tanto para cada turbina como para el parque eólico en conjunto. En esta línea, los modelos tomados en consideración fueron los siguientes:



- **Efecto estela:** N.O. Jensen (RISØ/EMD) Park 2018
- **Efecto Bloque:** Self similar model, linear (Forsting: 2017).  $\alpha=0,889$ ;  $\beta=1,414$ ;  $\gamma=1,1$ ;  $\lambda=0,587$ ;  $\eta=1,32$ .

Posteriormente, para definir el parque eólico, se importaron las posiciones previamente definidas para los aerogeneradores, mediante el archivo .kmz correspondiente. A continuación, se definieron las curvas de nivel del escenario; las cuales permiten a WindPRO establecer la altura de todos los elementos del sistema, en base a la topografía del terreno. Estas curvas se crean basan en la información proporcionada por el modelo global de elevación digital desarrollado por la NASA (NASADEM) [23], a su vez sucesor del modelo SRTM mencionado anteriormente. Posteriormente, se introdujo un área objeto con el objetivo de definir la rugosidad del terreno en base al modelo de rugosidad COPERNICUS [24]. Este modelo proporciona datos detallados sobre la variabilidad y aspereza de la superficie causada por diferentes elementos, como edificios o vegetación, gracias al programa de observación homónimo de la Unión Europea. En este caso, se clasifica la rugosidad en el tipo cero, siendo que el emplazamiento desértico no presenta elevaciones ni obstáculos que faciliten la formación de turbulencias en el flujo de viento; de forma similar a lo que ocurre en la superficie del agua.

Clase de rugosidad	Longitud de rugosidad $Z_0$ [m]	Tipo de paisaje
0	0,0002	Superficie del agua
0,5	0,0024	Terreno completamente abierto con una superficie lisa, p.ej., pistas de hormigón en los aeropuertos, césped cortado, etc.
1	0,03	Área agrícola abierta sin cercados ni setos y con edificios muy dispersos. Sólo colinas suavemente redondeadas
1,5	0,055	Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 1.250 m.
2	0,1	Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 500 m.
2,5	0,2	Terreno agrícola con muchas casas, arbustos y plantas, o setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 250 m.
3	0,4	Pueblos, ciudades pequeñas, terreno agrícola con muchos altos setos resguardantes, bosques y terreno accidentado y muy desigual
3,5	0,8	Ciudades más grandes con edificios altos
4	1,6	Ciudades muy grandes con edificios altos y rascacielos

Ilustración 21. Clases de rugosidad <sup>10</sup>

11

Finalmente, y teniendo en consideración todos los datos proporcionados por los módulos STATGEN y WAsP, además de los parámetros de simulación definidos en el modelo, se realizó la simulación del conjunto; con el fin de estimar la producción eléctrica del parque eólico. Como resultado se obtuvo el Energy Production Assesment (EPA), que recoge y resume todos los detalles del análisis en el informe consultable en el anexo IX. No obstante, los principales resultados se reflejan en la tabla siguiente:

<sup>10</sup> Fuente: International Renewable Energy Agency (IRENA) [25]



PE ARGELIA						
Producción neta [MWh/año]	Producción bruta [MWh/año]	Pérdidas por efecto estela [%]	Factor de capacidad [%]	Producción media por turbina [MWh/año]	Horas a capacidad nominal	Velocidad media de viento (a 102,5m) [m/s]
236.623,1	244.616,4	3,3	36,0	15.774,9	3.155	7,1

*Tabla 6. Resultados simulación eólica*

A la luz de estos resultados se espera un rendimiento notable de la instalación, debido a que las pérdidas por efecto estela son relativamente bajas (se encuentran por debajo del 4% de la producción anual), el factor de capacidad de esta instalación es también elevado comparado con el rango típico de factores de capacidad de otros parques eólicos (20-40%) y las horas que el parque eólico genera electricidad a capacidad nominal alcanza cifras por encima de las 3.000.

Posteriormente, se exportaron los datos producción eléctrica de la instalación con paso horario para el año representativo. A continuación, se consideró un total de un 6% de pérdidas según se desglosa en la tabla inferior, además de los anteriormente mencionados efectos estela y bloqueo, con el objetivo de modelizar las pérdidas no consideradas por WindPro.

Otras pérdidas	
Disponibilidades	
Disponibilidad de turbinas	1,4%
Disponibilidad BoP	0,5%
Disponibilidad de la red	0,5%
Eficiencia eléctrica	
Pérdidas eléctricas MT	1,5%
Rendimiento de turbina	
Ajuste de curva de potencia	1,6%
Ajuste por curva de potencia por sitio (IT)	0,5%
Pérdidas totales (%)	
	6,0%

*Tabla 7. Desglose de pérdidas en la instalación eólica*

De esta manera se pudo obtener el perfil de generación eléctrica del año representativo, calculado a través del ajuste a largo plazo de los datos viento de 22 años, que muestra la evolución de la producción eólica a lo largo del año; tal y como se muestra en la siguiente ilustración.

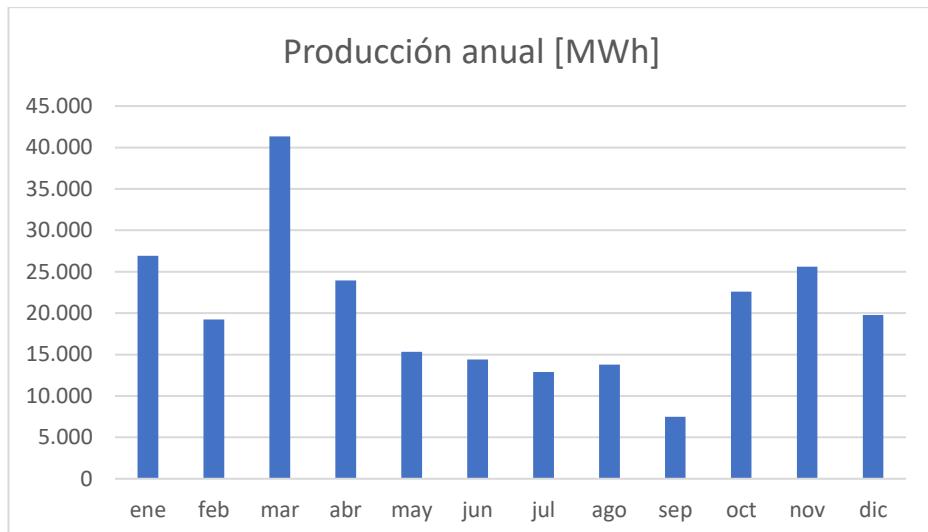


Ilustración 22. Producción eólica anual

Como puede observarse, el mes de mayor producción es marzo; cuando las densidades de potencia de los vientos de la zona son mayores, alcanzando hasta 41,3 GWh de producción eléctrica mensual, conformando casi el 17% de la producción anual del parque eólico. A esta cifra, se suman los meses de enero y noviembre, aportando 26,9 GWh y 25,6 GWh; o lo que es lo mismo, un 11% y un 10,5% de la producción anual. Este hecho se traduce en que la producción eléctrica de esta instalación eólica se distribuye mayoritariamente en los primeros y últimos meses del año, siendo los meses centrales del año (abril-septiembre), períodos de menor disponibilidad de recurso y, por tanto, de menor generación. A continuación, se muestra de forma ilustrativa los perfiles de generación eléctrica para dos escenarios, en períodos de mayor y menor recurso eólico disponible; tales como el día 6 de marzo y 10 de septiembre.

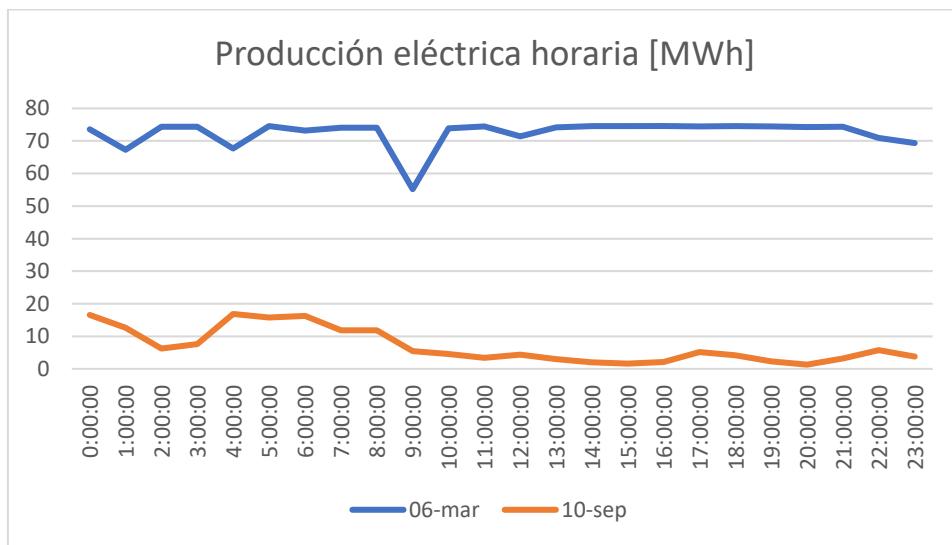
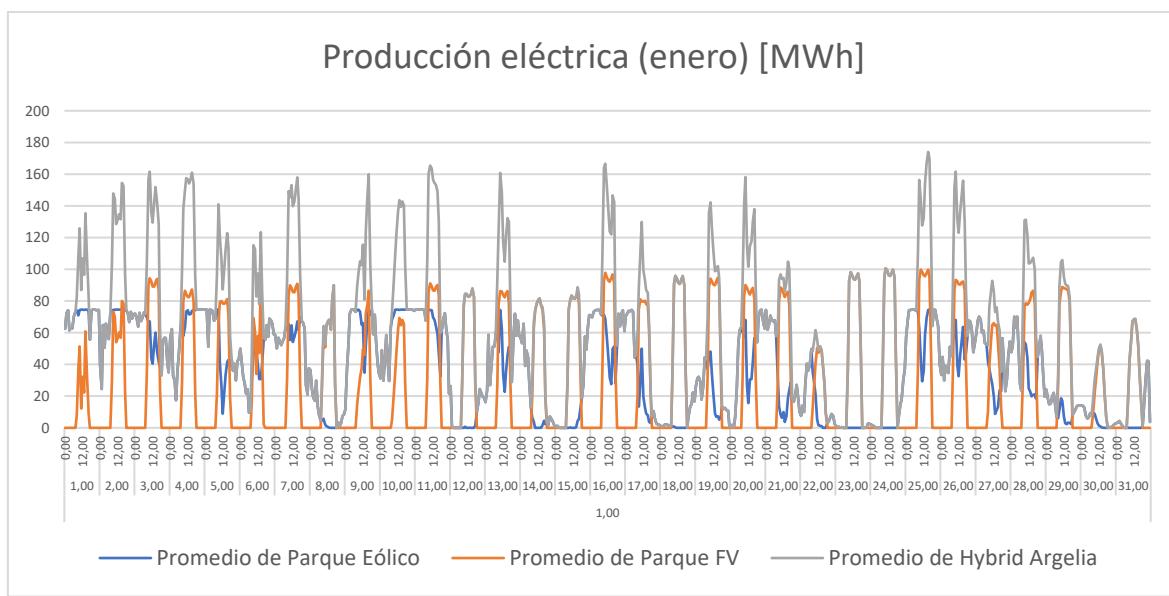


Ilustración 23. Perfiles diarios de generación eólica

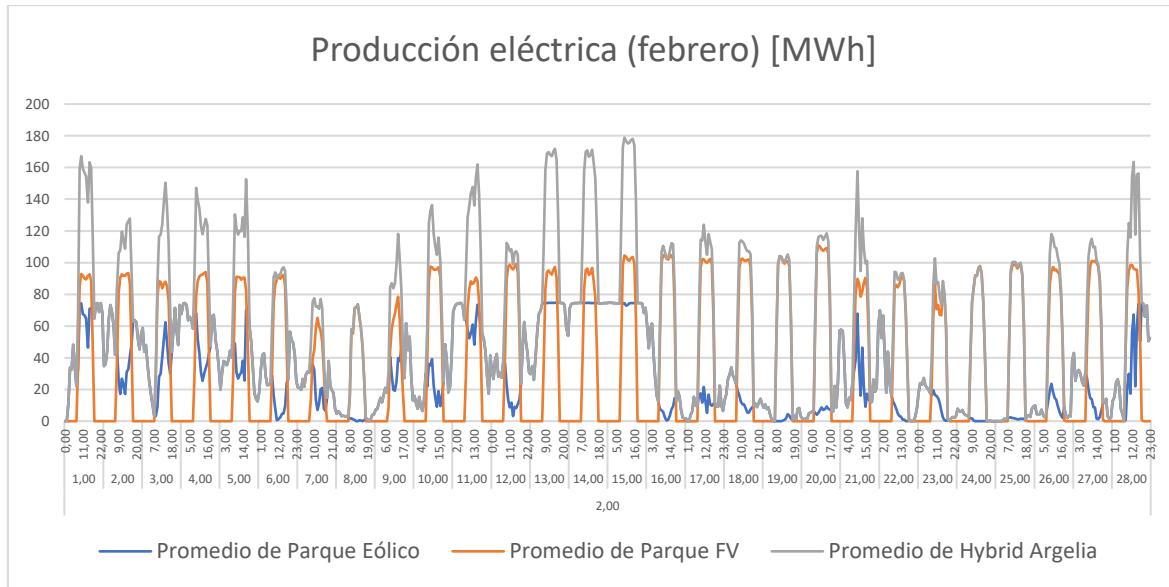
## 8. Cálculo del efecto curtailment

Tras realizar los cálculos pertinentes de generación eléctrica en las instalaciones fotovoltaica y eólica se procedió a crear un modelo para cuantificar las pérdidas eléctricas debidas al efecto curtailment. Como ya se ha mencionado anteriormente, este efecto se produce cuando la electricidad producida, bien por una de las instalaciones, por ambas o por la suma de las estas, excede la cantidad de evacuación máxima permitida. En este caso particular, la limitación de red es de 125 MW, por tanto, cuando la producción eléctrica supere esta cifra, no podrá inyectarse a red, generando las consiguientes pérdidas. Con el objetivo de estudiar estos perfiles de producción, así como la distribución de las pérdidas por efecto curtailment se presentan doce escenarios, donde se muestran los perfiles de generación eléctrica diarios promedio para cada mes.



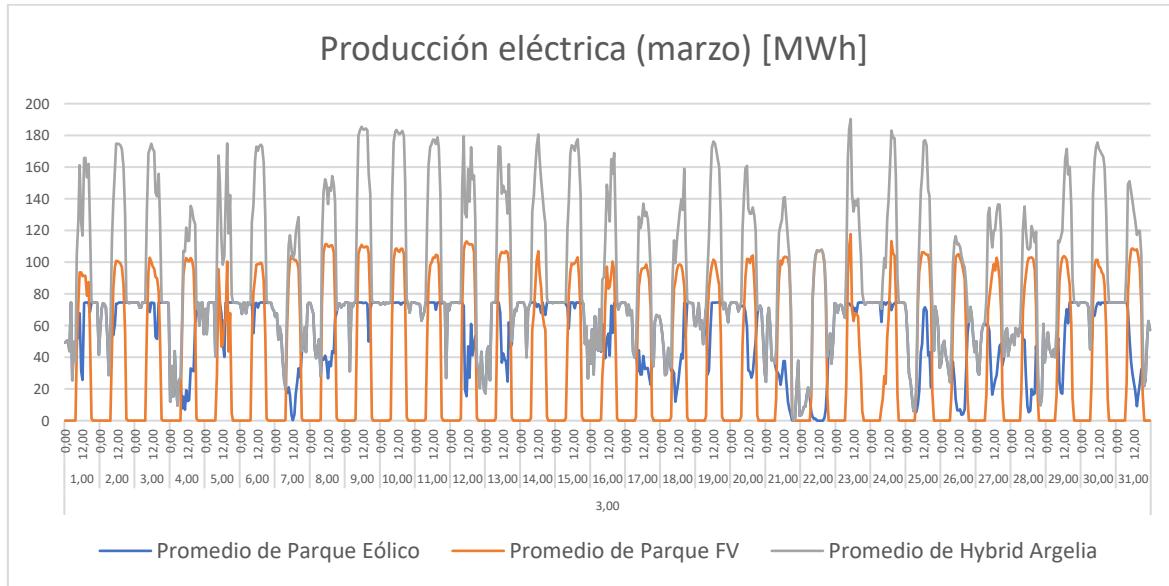
*Ilustración 24. Perfil de generación del sistema híbrido para el mes de enero.*

Para el mes de enero la producción FV horaria promedio comprende mayoritariamente valores entre 40 MWh y 80 MWh, mientras que la eólica se sitúa entre 30 MWh y 60 MWh. No obstante, los parques fotovoltaico y eólico muestran valores de hasta 100,66 MWh y 74,59 MWh, para las 10:00 horas del 24 de enero y las 22:00 horas del 4 de enero; respectivamente. En consecuencia, se observa que el perfil de generación horario promedio del sistema híbrido se encuentra mayoritariamente comprendido entre 80 MWh y 120 MWh, con máximo absoluto en 174,11 MWh (99,8 MWh PFV + 74,3 MWh PE), a las 15:00 horas del día 25 de enero, y máximos relativos en torno a los 160 MWh. Estos resultados muestran la relevancia del efecto curtailment en este mes, siendo que, en promedio las pérdidas mensuales por este efecto ascienden a 1,78 GWh, que representan un 3,79% de la generación promedio total de la instalación híbrida durante este mes.



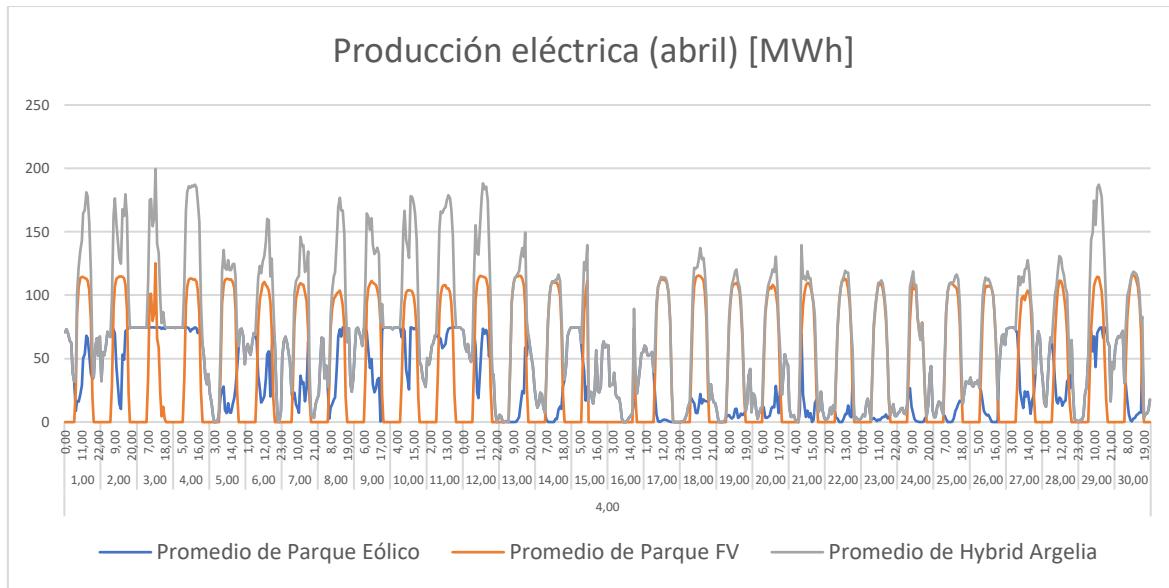
*Ilustración 25. Perfil de generación del sistema híbrido para el mes de febrero*

Para el mes de febrero la producción FV horaria promedio comprende mayoritariamente valores entre 40 MWh y 90 MWh, mientras que la eólica se sitúa entre 30 MWh y 55 MWh. No obstante, los parques fotovoltaico y eólico muestran valores de hasta 110,88 MWh y 74,59 MWh, para las 10:00 horas del 20 de febrero y las 14:00 horas del 13 de febrero; respectivamente. En consecuencia, se observa que el perfil de generación horario promedio del sistema híbrido se encuentra mayoritariamente comprendido entre 60 MWh y 150 MWh, con máximo absoluto en 178,86 MWh (104,5 MWh PFV + 74,4 MWh PE), a las 10:00 del día 15 de febrero, y máximos relativos en torno a los 170 MWh. Estos resultados muestran la relevancia del efecto curtailment en este mes, siendo que, en promedio las pérdidas mensuales por este efecto ascienden a 2,63 GWh, que representan un 5,39% de la generación promedio total de la instalación híbrida durante este mes.



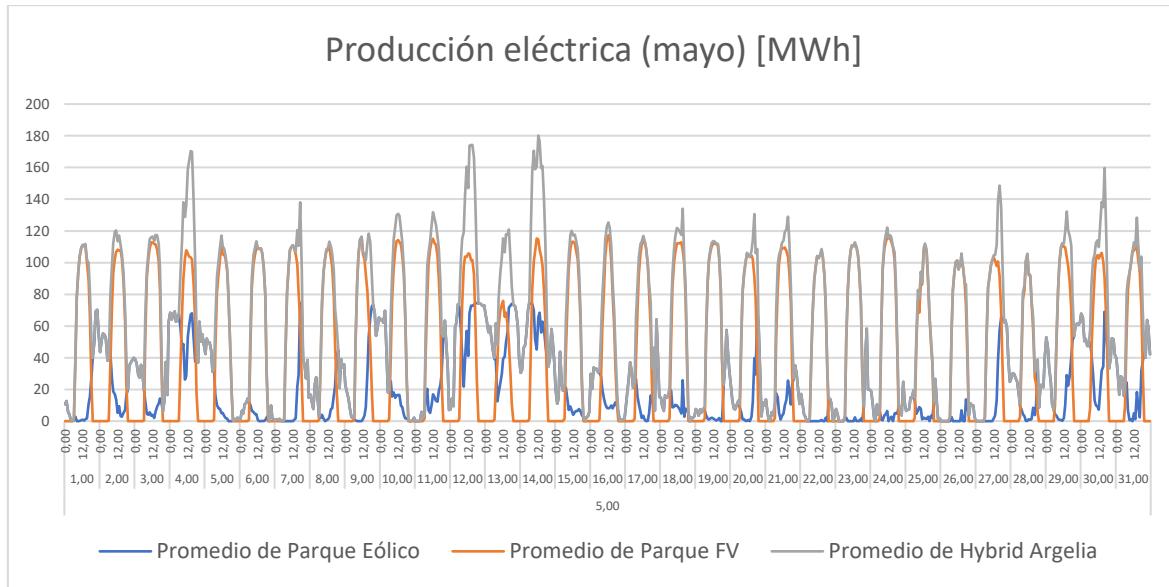
*Ilustración 26. Perfil de generación del sistema híbrido para el mes de marzo*

Para el mes de marzo la producción FV horaria promedio comprende mayoritariamente valores entre 50 MWh y 90 MWh, mientras que la eólica se sitúa entre 30 MWh y 65 MWh. No obstante, los parques fotovoltaico y eólico muestran valores de hasta 117,74 MWh y 74,59 MWh, para las 10:00 horas del 23 de marzo y las 5:00 horas del 15 de marzo; respectivamente. En consecuencia, se observa que el perfil de generación horario promedio del sistema híbrido se encuentra mayoritariamente comprendido entre 70 MWh y 160 MWh, con máximo absoluto en 190,3 MWh (117,74 MWh PFV + 72,57 MWh PE), a las 10:00 horas del día 23 de marzo, y máximos relativos en torno a los 180 MWh. Estos resultados muestran la relevancia del efecto curtailment en este mes, siendo que, en promedio las pérdidas mensuales por este efecto ascienden a 6,09 GWh, que representan un 8,8% de la generación promedio total de la instalación híbrida durante este mes.



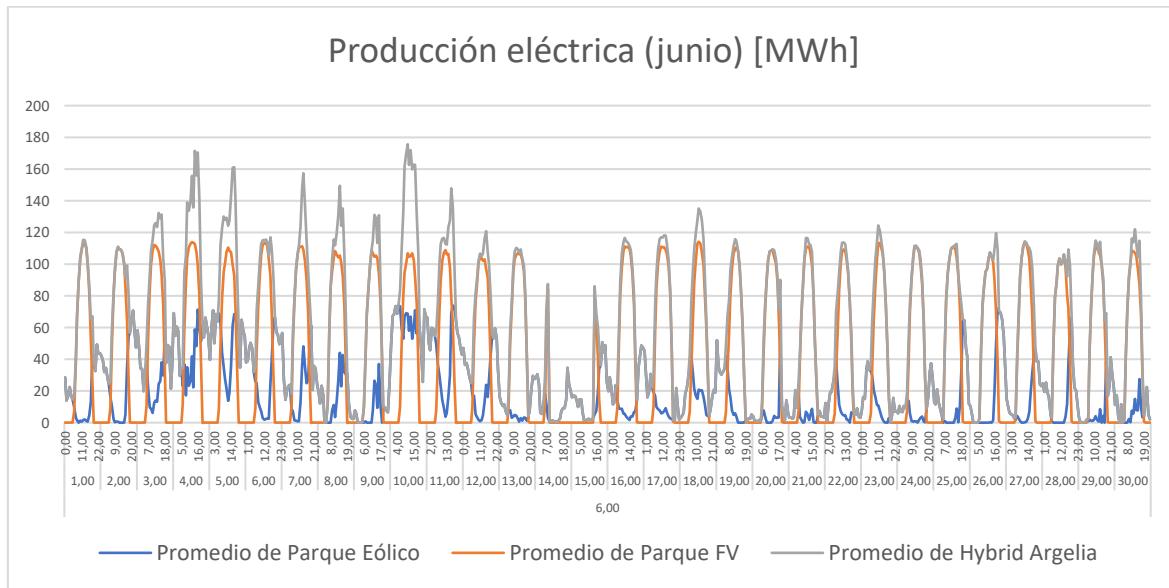
*Ilustración 27. Perfil de producción del sistema híbrido para el mes de abril*

Para el mes de abril la producción FV horaria promedio comprende mayoritariamente valores entre 80 MWh y 110 MWh, mientras que la eólica se sitúa entre 35 MWh y 70 MWh. No obstante, los parques fotovoltaico y eólico muestran valores de hasta 125,18 MWh y 74,59 MWh, para las 3:00 horas del 3 de abril y las 12:00 horas del mismo día; respectivamente. En consecuencia, se observa que el perfil de generación horario promedio del sistema híbrido se ampliamente distribuido entre 50 MWh y 170 MWh, con máximo absoluto en 199,57 MWh (125,18 MWh PFV + 74,4 MWh PE), a las 12:00 horas del día 3 de abril, y máximos relativos en torno a los 190 MWh. Donde la variabilidad de predomina en la curva de generación conjunta. Estos resultados muestran la relevancia del efecto curtailment en este mes, siendo que, en promedio las pérdidas mensuales por este efecto ascienden a 3,56 GWh, que representan un 6,49% de la generación promedio total de la instalación híbrida durante este mes.



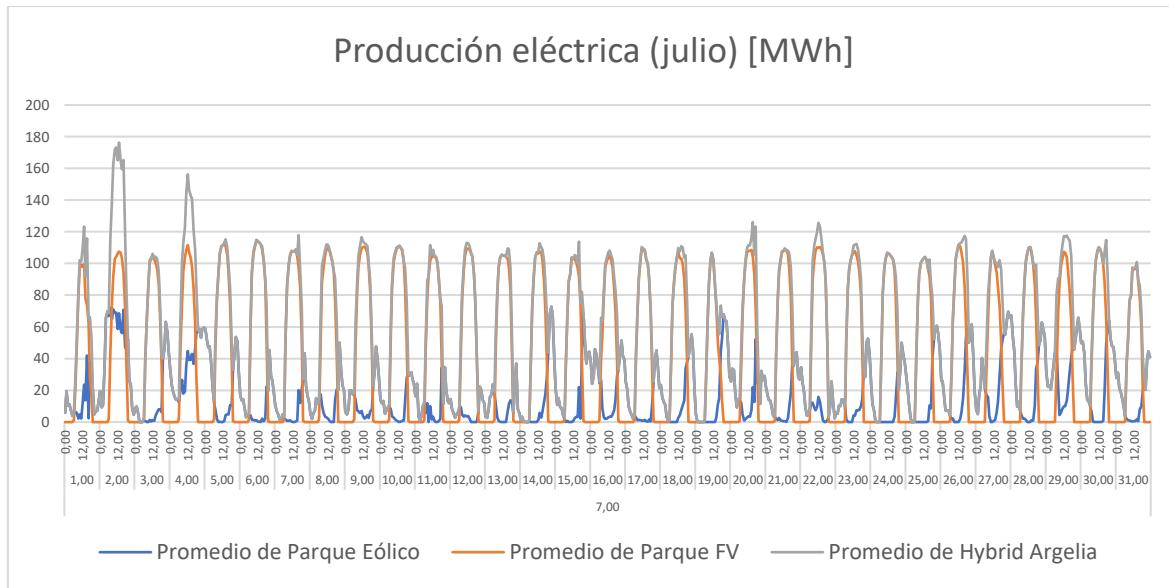
*Ilustración 28. Perfil de producción del sistema híbrido para el mes de mayo*

Para el mes de mayo la producción FV horaria promedio comprende mayoritariamente valores entre 60 MWh y 105 MWh, mientras que la eólica se sitúa entre 20 MWh y 50 MWh. No obstante, los parques fotovoltaico y eólico muestran valores de hasta 117,27 MWh y 74,58 MWh, para las 12:00 horas del 16 de mayo y las 17:00 horas del 7 de mayo; respectivamente. En consecuencia, se observa que el perfil de generación horario promedio del sistema híbrido se encuentra mayoritariamente comprendido entre 55 MWh y 120 MWh, con máximo absoluto en 180,16 MWh (114,72 MWh PFV + 65,44 MWh PE), a las 12:00 horas del día 14 de mayo, y máximos relativos en torno a los 170 MWh. Estos resultados muestran la relevancia del efecto curtailment en este mes, siendo que, en promedio las pérdidas mensuales por este efecto ascienden a 0,99 GWh, que representan un 2,12% de la generación promedio total de la instalación híbrida durante este mes.



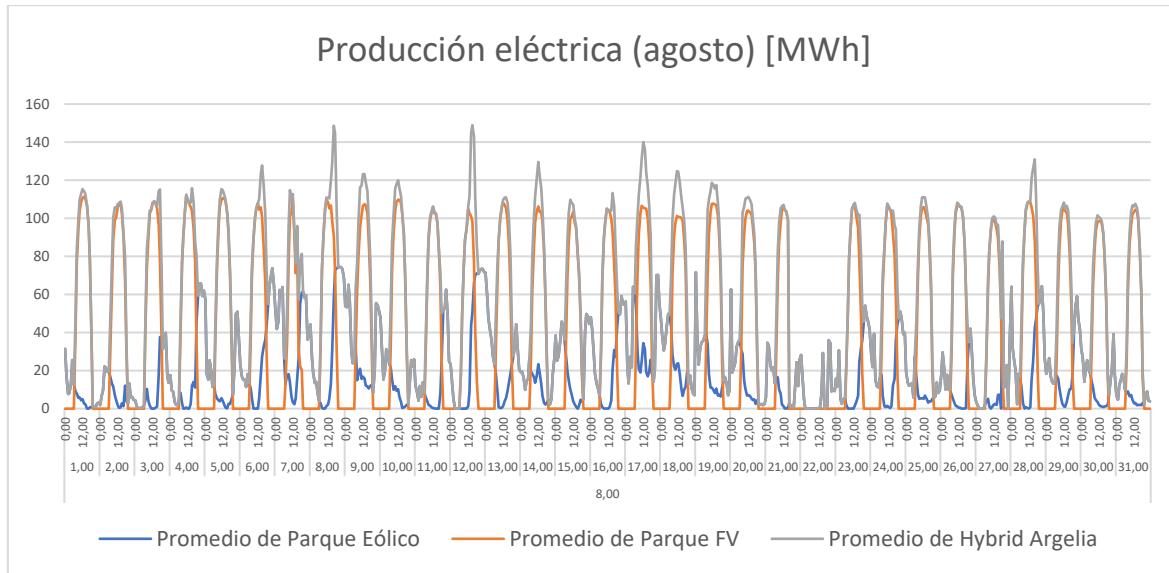
*Ilustración 29. Perfil de producción del sistema híbrido para el mes de junio*

Para el mes de junio la producción FV horaria promedio comprende mayoritariamente valores entre 80 MWh y 115 MWh, mientras que la eólica se sitúa entre 20 MWh y 45 MWh. No obstante, los parques fotovoltaico y eólico muestran valores de hasta 114,17 MWh y 74,05 MWh, para las 12:00 horas del 18 de junio y las 5:00 horas del 10 de junio; respectivamente. En consecuencia, se observa que el perfil de generación horario promedio del sistema híbrido se encuentra mayoritariamente comprendido entre 60 MWh y 130 MWh, con máximo absoluto en 175,63 MWh (106,9 MWh PFV + 68,7 MWh PE), a las 11:00 horas del día 10 de junio y máximos relativos en torno a los 160-170 MWh. Estos resultados muestran la relevancia del efecto curtailment en este mes, siendo que, en promedio las pérdidas mensuales por este efecto ascienden a 0,88 GWh, que representan un 1,95% de la generación promedio total de la instalación híbrida durante este mes.



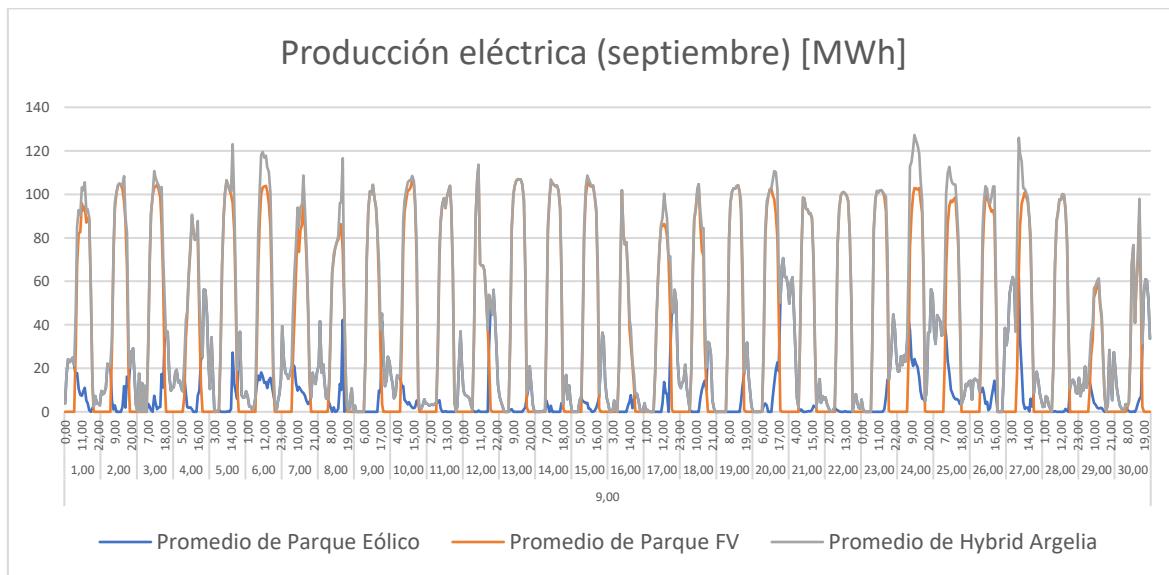
*Ilustración 30. Perfil de producción del sistema híbrido para el mes de julio*

Para el mes de julio la producción FV horaria promedio comprende mayoritariamente valores entre 80 MWh y 110 MWh, mientras que la eólica se sitúa entre 20 MWh y 50 MWh. No obstante, los parques fotovoltaico y eólico muestran valores de hasta 113,84 MWh y 72,78 MWh, para las 12:00 horas del 6 de julio y las 21:00 horas del 14 de julio; respectivamente. En consecuencia, se observa que el perfil de generación horario promedio del sistema híbrido se encuentra mayoritariamente comprendido entre 60 MWh y 120 MWh, con máximo absoluto en 176,3 MWh (107,6 MWh PFV + 68,7 MWh PE), a las 13:00 horas del día 2 de julio, y máximos relativos en torno a los 125 MWh. Estos resultados muestran la relevancia del efecto curtailment en este mes, siendo que, en promedio las pérdidas mensuales por este efecto ascienden a 0,46 GWh, que representan un 1,03% de la generación promedio total de la instalación híbrida durante este mes. En este caso, la baja aportación eólica minimiza el efecto curtailment.



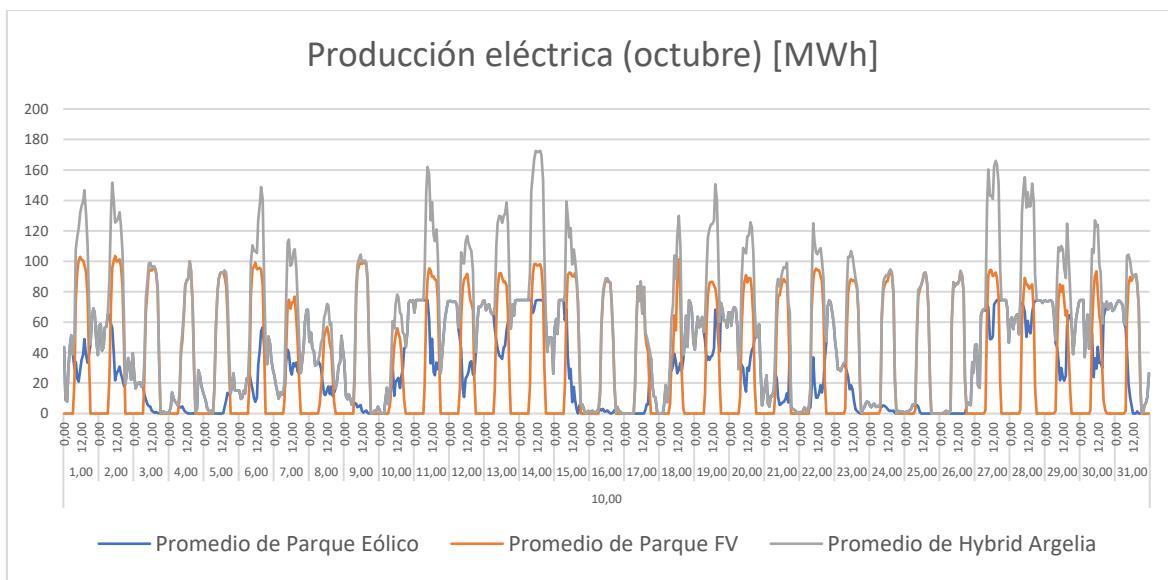
*Ilustración 31. Perfil de producción del sistema híbrido para el mes de agosto*

Para el mes de agosto la producción FV horaria promedio comprende mayoritariamente valores entre 90 MWh y 110 MWh, mientras que la eólica se sitúa entre 20 MWh y 60 MWh. No obstante, los parques fotovoltaico y eólico muestran valores de hasta 111,83 MWh y 74,46 MWh, para las 11:00 horas del 4 de agosto y las 20:00 horas del 8 de agosto; respectivamente. En consecuencia, se observa que el perfil de generación horario promedio del sistema híbrido se encuentra mayoritariamente comprendido entre 50 MWh y 110 MWh, con máximo absoluto en 148,9 MWh (50,6 MWh PFV + 50,6 MWh PE), a las 15:00 horas del día 12 de agosto, y máximos relativos en torno a los 130 MWh. Estos resultados muestran la relevancia del efecto curtailment en este mes, siendo que, en promedio las pérdidas mensuales por este efecto ascienden a 0,15 GWh, que representan un 0,37 % de la generación promedio total de la instalación híbrida durante este mes. De forma similar a lo ocurrido en junio, la baja contribución eólica, mayormente disponible en periodos nocturnos permite una disminución en el efecto curtailment.



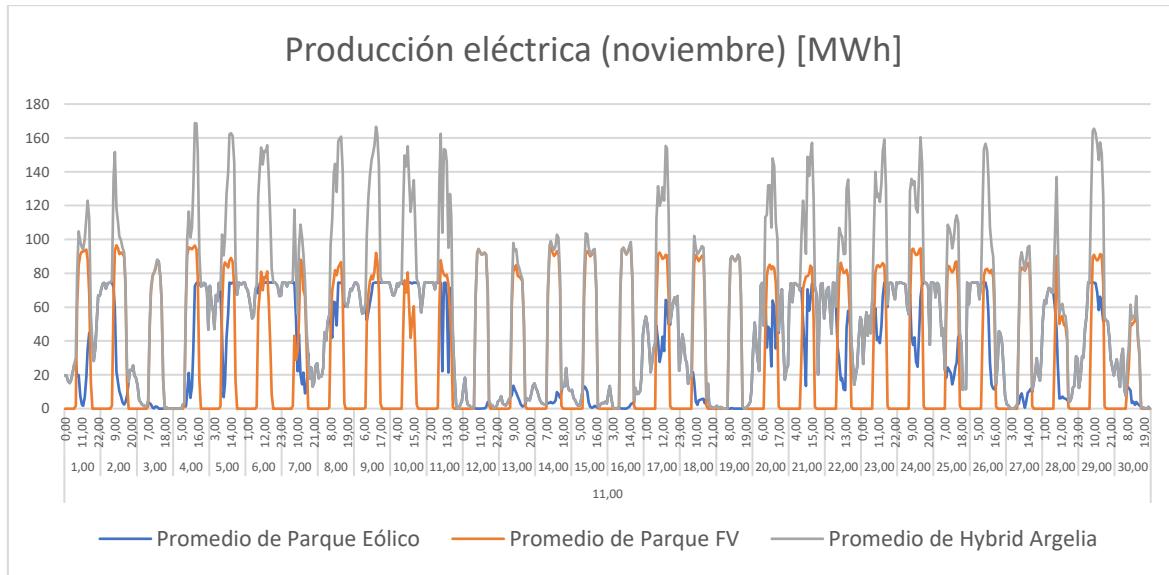
*Ilustración 32. Perfil de producción del sistema híbrido para el mes de septiembre*

Para el mes de septiembre la producción FV horaria promedio comprende mayoritariamente valores entre 50 MWh y 100 MWh, mientras que la eólica se sitúa entre 10 MWh y 40 MWh. No obstante, los parques fotovoltaico y eólico muestran valores de hasta 112,96 MWh y 70,67 MWh, para las 8:00 horas del 9 de septiembre y las 10:00 horas del 12 de septiembre; respectivamente. En consecuencia, se observa que el perfil de generación horario promedio del sistema híbrido se encuentra mayoritariamente comprendido entre 40 MWh y 100 MWh, con máximo absoluto en 127,24 MWh (102,94 MWh PFV + 24,3 MWh PE), a las 11:00 horas del día 24 de septiembre, y máximos relativos en torno a los 110 MWh. Estos resultados muestran la relevancia del efecto curtailment en este mes, siendo que, en promedio las pérdidas mensuales por este efecto ascienden a 0,63 GWh, que representan un 0,18% de la generación promedio total de la instalación híbrida durante este mes.



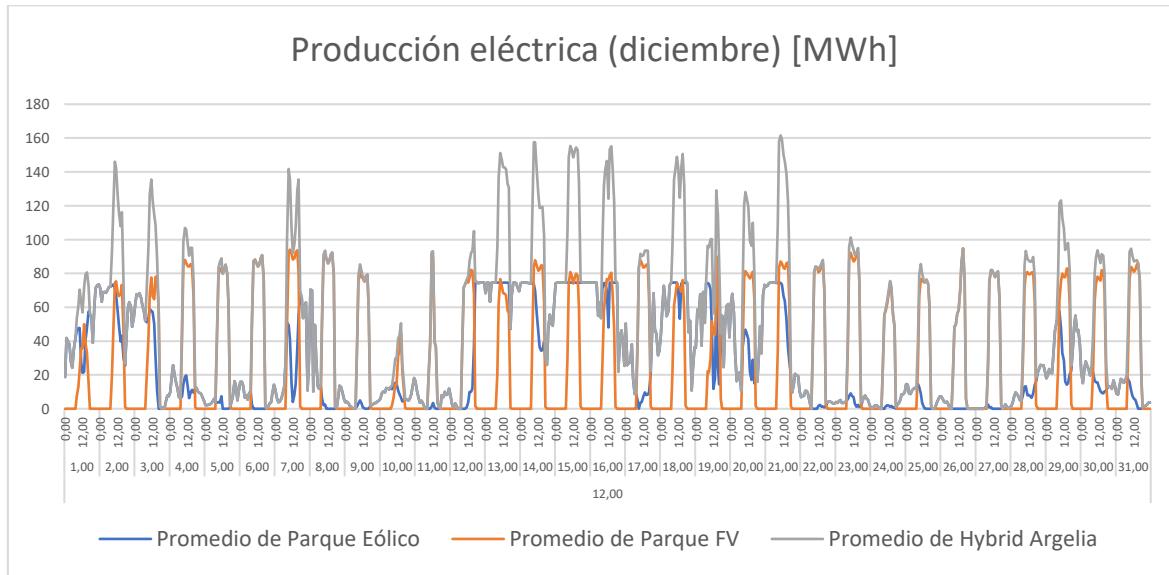
*Ilustración 33. Perfil de producción del sistema híbrido para el mes de octubre*

Para el mes de octubre la producción FV horaria promedio comprende mayoritariamente valores entre 40 MWh y 90 MWh, mientras que la eólica se sitúa entre 20 MWh y 60 MWh. No obstante, los parques fotovoltaico y eólico muestran valores de hasta 103,52 MWh y 74,59 MWh, para las 11:00 horas del 2 de octubre y la 1:00 del 11 de octubre; respectivamente. En consecuencia, se observa que el perfil de generación horario promedio del sistema híbrido se encuentra mayoritariamente comprendido entre 60 MWh y 130 MWh, con máximo absoluto en 172,57 MWh (98,04 MWh PFV + 74,53 MWh PE), a las 14:00 horas del día 14 de octubre, y máximos relativos en torno a los 160 MWh. Estos resultados muestran la relevancia del efecto curtailment en este mes, siendo que, en promedio las pérdidas mensuales por este efecto ascienden a 1,13 GWh, que representan un 2,5% de la generación promedio total de la instalación híbrida durante este mes.



*Ilustración 34. Perfil de producción del sistema híbrido para el mes de noviembre*

Para el mes de noviembre la producción FV horaria promedio comprende mayoritariamente valores entre 40 MWh y 90 MWh, mientras que la eólica se sitúa entre 30 MWh y 70 MWh. No obstante, los parques fotovoltaico y eólico muestran valores de hasta 96,59 MWh y 74,59 MWh, para las 10:00 horas del 2 de noviembre y las 18:00 horas del 6 de noviembre; respectivamente. En consecuencia, se observa que el perfil de generación horario promedio del sistema híbrido se encuentra mayoritariamente comprendido entre 80 MWh y 140 MWh, con máximo absoluto en 168,84 MWh (96,35 MWh PFV + 72,48 MWh PE), a las 14:00 horas del día 4 de noviembre, y máximos relativos en torno a los 160 MWh. Estos resultados muestran la relevancia del efecto curtailment en este mes, siendo que, en promedio las pérdidas mensuales por este efecto ascienden a 1,8 GWh, que representan un 3,78% de la generación promedio total de la instalación híbrida durante este mes.



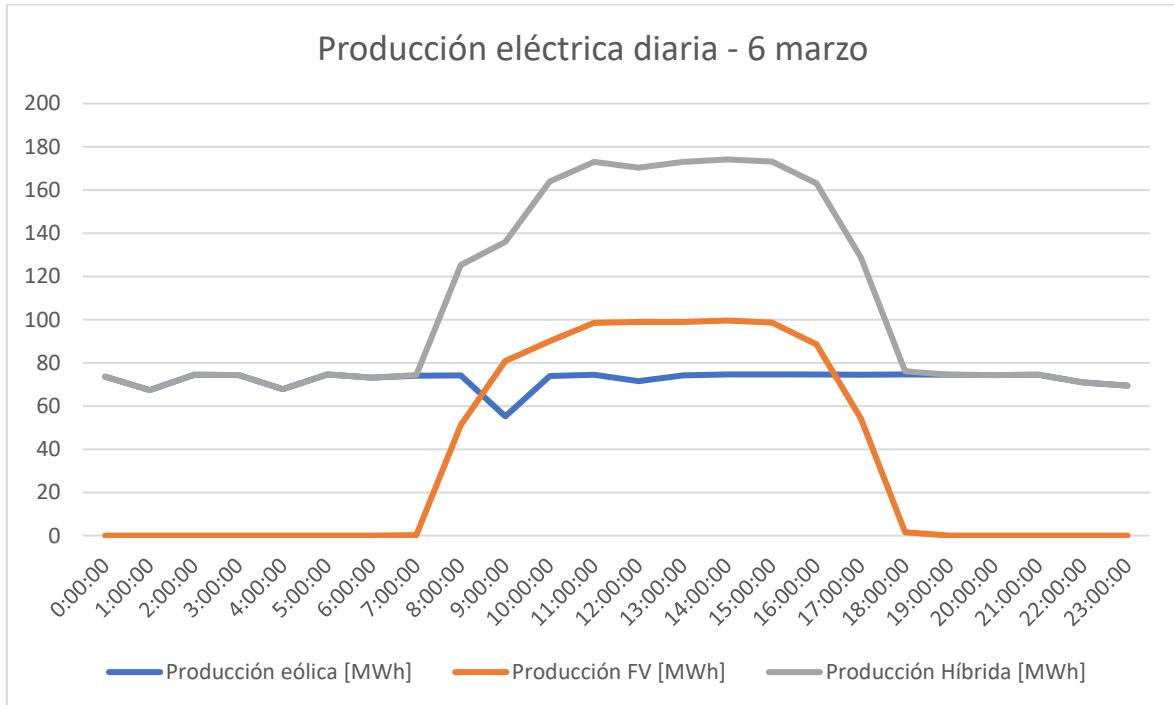
*Ilustración 35. Perfil de producción del sistema híbrido para el mes de diciembre*

Para el mes de diciembre la producción FV horaria promedio comprende mayoritariamente valores entre 20 MWh y 70 MWh, mientras que la eólica se sitúa entre 25 MWh y 65 MWh. No obstante, los parques fotovoltaico y eólico muestran valores de hasta 94,73 MWh y 74,59 MWh, para las 15:00 horas del 24 de diciembre y las 2:00 horas del 26 de diciembre; respectivamente. En consecuencia, se observa que el perfil de generación horario promedio del sistema híbrido se encuentra mayoritariamente comprendido entre 60 MWh y 120 MWh, con máximo absoluto en 161,55 MWh (87,11 MWh PFV + 74,44 MWh PE), a las 10:00 horas del día 21 de diciembre, y máximos relativos en torno a los 155 MWh. Estos resultados muestran la relevancia del efecto curtailment en este mes, siendo que, en promedio las pérdidas mensuales por este efecto ascienden a 0,91 GWh, que representan un 2,37% de la generación promedio total de la instalación híbrida durante este mes.

Hybrid Argelia	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Generación [MWh]	80-120	60-150	70-160	50-170	55-120	60-130	60-120	50-110	40-100	60-130	80-140	60-120
Máximo abs. [MWh]	174,11	178,86	190,3	199,57	180,16	175,63	176,3	148,9	127,24	172,57	168,84	161,55
Curtailment [GWh]	1,78	2,63	6,09	3,56	0,99	0,88	0,46	0,15	0,63	1,14	1,8	0,91
Perdidas (%)	3,79%	5,39%	8,80%	6,49%	2,12%	1,95%	1,03%	0,37%	0,18%	2,50%	3,78%	2,37%

*Ilustración 36. Resumen análisis curtailment en la instalación híbrida*

A continuación, y con el propósito de exponer las diferencias en la generación eléctrica originadas por los distintos perfiles de producción de la instalación híbrida, se presenta la gráfica que muestra la generación eléctrica de los días 6 de marzo y 10 de septiembre. Ambos días son representativos en términos de curtailment, ya sea en escenarios desfavorables, como es el caso del primero, o en escenarios favorables, como ocurre con el segundo día.



*Ilustración 37. Perfiles de generación para el día 6 de marzo*

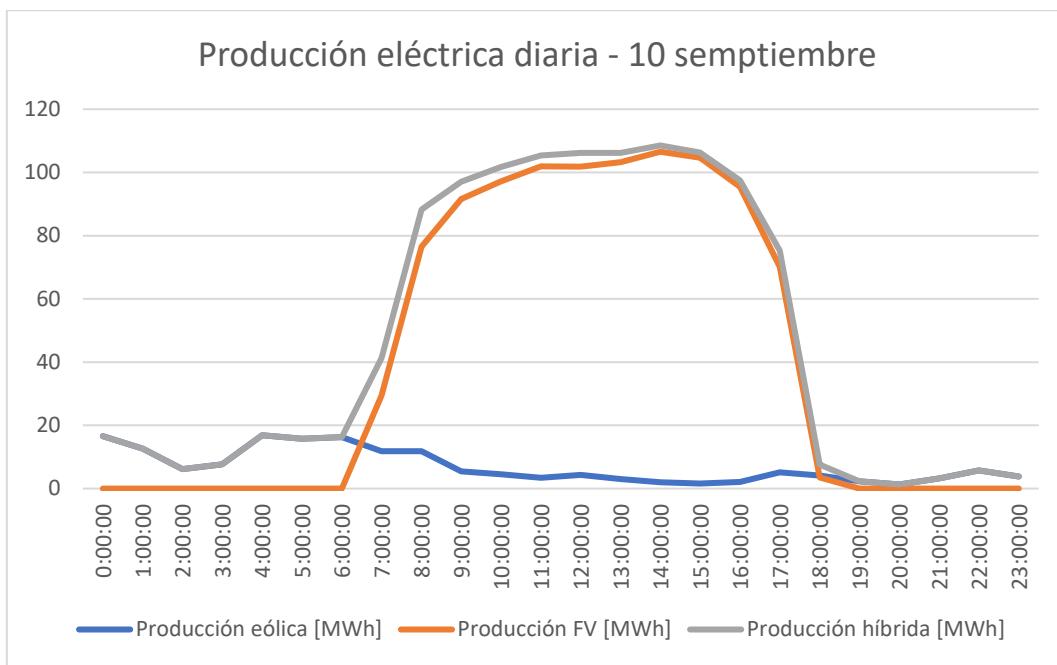


Ilustración 38. Perfiles de generación para el día 10 de septiembre

Como puede observarse, en el primer escenario la producción conjunta es muy superior al límite de evacuación permitido durante todo el periodo diurno, y durante el nocturno la instalación eólica mantiene una producción de aproximadamente 70 MWh. Por otro lado, en el segundo escenario se supera levemente el valor límite de red únicamente durante las horas centrales de producción fotovoltaica. principalmente debido a que la planta fotovoltaica genera a menor capacidad. Además, en el periodo nocturno, el parque eólico no es capaz de mantener el nivel de producción, y esta cae hasta los 5-10 MWh, debido principalmente, a la intermitencia del recurso.

Teniendo en consideración toda la información recopilada, se modelizaron las pérdidas en términos de curtailment para la instalación híbrida, durante todo el año, sumando las matrices de producción 8.760 con probabilidad P50 de los parques fotovoltaico y eólico, limitando la producción conjunta a 125 MW. Como resultado de esta operación se obtuvieron unas pérdidas de 16,27 GWh anuales, lo que supone el 3,04% de la energía producida por la instalación híbrida durante el año. Además, se llevó a cabo este cálculo considerando un periodo de vida útil estimado de 37 años para la instalación; obteniendo un resultado de 404,19 GWh perdidos por efecto curtailment, que representa un 2,32% de las pérdidas del conjunto durante su vida útil. Donde esta ligera disminución se debe principalmente a la degradación de los módulos, que disminuye la aportación fotovoltaica al mix eléctrico de la instalación, y por tanto, suaviza el efecto curtailment. Realizado el cálculo preciso del efecto curtailment, se obtuvo la estimación del coste económico de estas pérdidas; el cual, es un factor determinante en la viabilidad del proyecto de una instalación híbrida. Durante el siguiente apartado, estas pérdidas se sumarán a otros parámetros técnicos y se cuantificarán los costes y beneficios del proyecto, analizando bajo un espectro técnico-económico la rentabilidad de esta instalación, en función de indicadores como el VAN, TIR o Payback.



## 9. Análisis técnico-económico

Con objeto del análisis de la viabilidad económica de las alternativas de este proyecto se trabajó con una versión simplificada del modelo financiero para proyectos de carácter híbrido de la empresa en la que se realizó la estancia de prácticas extracurriculares. Por cuestiones de confidencialidad, el modelo será sólo parcialmente mostrado, detallando únicamente los *inputs* principales, así como los resultados financieros obtenidos para las instalaciones fotovoltaica, eólica e híbrida.

### 9.1. Instalación fotovoltaica

#### INPUTS

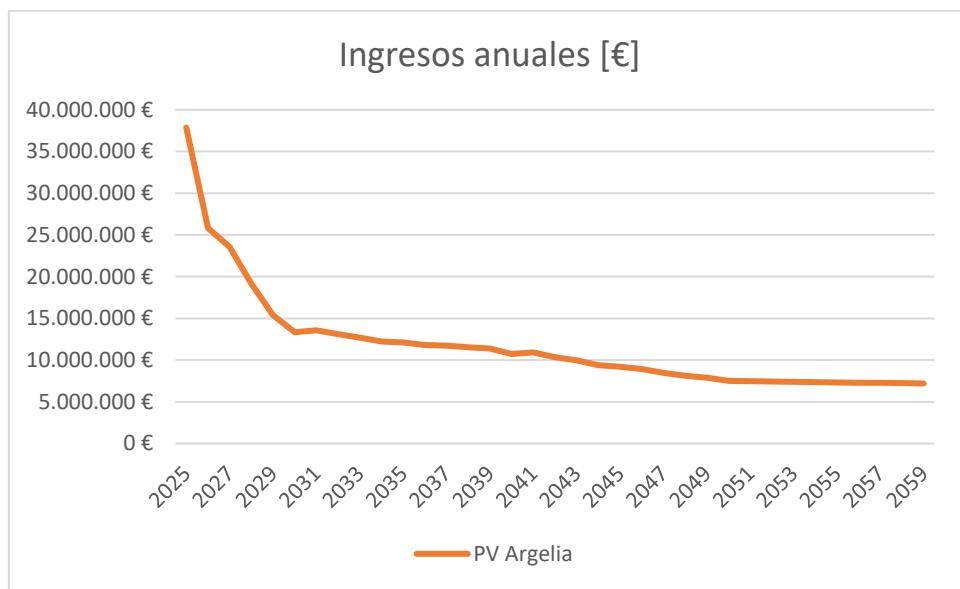
- **Timing:** asumiendo que el tiempo de desarrollo es sustancialmente menor para el caso de una planta fotovoltaica que para un parque eólico, se ha determinado que el estado “*ready to build*” se podría alcanzar hipotéticamente en abril de 2024, tras superar los periodos de diseño y tramitación pertinentes. El periodo de construcción finalizaría a finales de diciembre de 2024 y, por consiguiente, el periodo de explotación de la instalación no empezaría hasta el 1 de enero de 2025. A partir de esta fecha, se estiman 35 años de vida útil para la instalación fotovoltaica, que cesaría su actividad el 31 de diciembre de 2059.
- **Análisis de producción:** se tomarán como datos de partida los resultados de la simulación para la instalación anteriormente dimensionada. Por tanto, el parque fotovoltaico de 136,136 MWp de potencia pico y potencia nominal de 124,8 MWn, tiene la capacidad de producir 309,52 GWh/año para el primer año según las matrices de generación con paso horario para las 8.760 horas del año y probabilidad P50.
- **Estudio de precios:** se descargaron los datos de precios de electricidad de OMIP para el año 2022 para el caso de España. A partir de ellos, y mediante un ajuste pragmático, se extrapolaron para el resto de los años de vida útil del proyecto y se ajustaron para el caso de Argelia y sus proyecciones de largo plazo.
- **CAPEX (Capital Expenditure):** la inversión en capital de la instalación, que en total alcanza los 120.682.302 €, se divide principalmente en los siguientes conceptos para este proyecto:
  - Gastos de desarrollo: se recogen costes tales como el coste de licencias ingenierías, estudios ambientales, estudios geotécnicos, topografía, etc. La cifra alcanza los 4.584.080 €.
  - Costes de interconexión: costes referidos a la construcción de la infraestructura necesaria (subestación transformadora, línea de evacuación, etc.) para la evacuación de la energía, desde el parque fotovoltaico, hasta el punto de conexión a red. Para esta instalación, la cifra suma 16.000.000 €, siendo necesario una SET elevadora de 30 kV a 132 kV y la línea de evacuación de 40 km y 132 kV, cuyo costo se ha estimado en 300.000€/km.
  - Costes de construcción: aquellos referidos a la construcción de la instalación fotovoltaica, los cuales hacen un total de 88.488.400€ que se distribuyen en los siguientes apartados.



- Componentes principales: módulos fotovoltaicos, estructuras de sujeción (trackers), inversores, centros de transformación, etc. Se corresponden con una cifra de 490.000 €/MWp.
- BOS (Balance of System): circuito cerrado de televisión (CCTV), vallado, montaje electromecánico, obra civil, cableado de baja y media tensión, puesta a tierra, celdas de protección de media tensión, etc. Estos gastos ascienden la cifra de 160.000 €/MWp
- Contingencias en construcción: además se estima un coste del 10% del coste de construcción total en concepto de problemas a resolver durante este periodo.
- **OPEX (Operational Expenditure):** los gastos operacionales del proyecto a largo plazo se dividen principalmente en tres grupos.
  - Operación y mantenimiento (O&M): gastos asociados a la operación y al mantenimiento preventivo y correctivo de la instalación fotovoltaica, así como las limpiezas de los módulos fotovoltaicos, que se han estimado en tres al año. El costo se estima en 6.000 €/MWp.
  - Alquiler: coste asociado al pago por los derechos de las tierras donde se construye el parque fotovoltaico. La cifra se estima en 1.200 €/ha anuales, lo que supone un gasto de 326.726,4 € al año para esta instalación, dado que se tiene una superficie total afectada de 272,3 ha.
  - Seguro y otros: coste asociado al pago de seguros (0,06% del CAPEX) y otras contingencias en operación (0,04% del CAPEX), con el fin de afrontar pérdidas por partes dañadas u otros problemas durante la operación de la instalación.
- **Parámetros financieros:**
  - Vida útil del proyecto: como se ha comentado anteriormente, la vida útil del proyecto alcanza los 35 años.
  - Amortización de activos: respecto a la amortización, al desconocer los parámetros depreciación de activos del país norteafricano, se optó por tomar el modelo de amortización usado en España, donde el periodo no debe ser inferior a 14 años. Por tanto, se tomó un periodo de 14,25 años, donde desde el año 1 hasta el 15, donde se contabilizó como un 7% anual del coste de los activos, y durante el año 16, un 2%. Estas cifras alcanzan valores de 13.995.197 € y 3.498.799 €; respectivamente.
  - Tipo impositivo: se consideró un tipo impositivo del 26% de los beneficios totales de acuerdo con el impuesto sobre sociedades argelino (IBS).
  - Inflación: se asumió una estimación de la curva de inflación anual del 2,04% en promedio para el periodo que corresponde a la vida útil de la instalación.

## OUTPUTS

Tomando como punto de partida los inputs anteriormente mencionados se procedió al cálculo de los ingresos de la instalación en concepto de venta de electricidad. Estos ingresos, mostrados en la siguiente gráfica, permiten a su vez calcular los flujos de caja de la instalación durante su periodo de explotación. Con ellos, y teniendo en cuenta un coste capital del 5% para proyectos de similar calado se obtuvieron los indicadores VAN, TIR y payback, como muestra de la rentabilidad de la instalación.



*Ilustración 39. Ingresos de la instalación fotovoltaica*

Debido a los precios de energía estimados entre 2025 y 2027, se puede observar en la anterior ilustración un gran beneficio al proyecto los primeros tres años de operación. Posteriormente, los ingresos se reducen paulatinamente, y a partir del año 2029 se muestra una estabilización de los precios; lo que supone unos ingresos estables y con poca fluctuación.

Una vez introducidos los inputs anteriormente mencionados, y analizado los resultados del modelo financiero, podemos confirmar los siguientes resultados de la instalación fotovoltaica:

- Valor actual neto (VAN) de 47.277.842 €
- Tasa interna de rentabilidad (TIR) del 10,36%
- Payback de 8 años.



## 9.2. Instalación eólica

### INPUTS

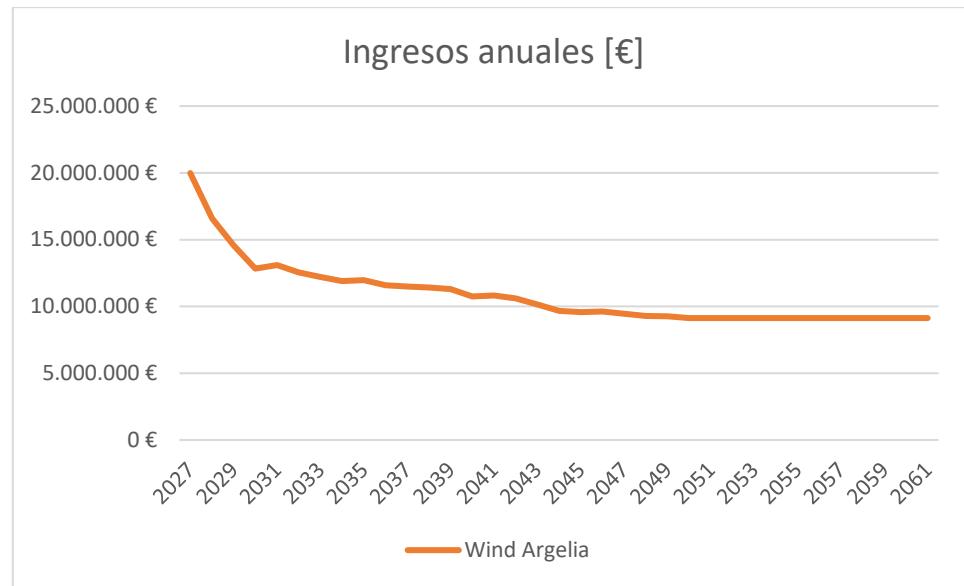
- **Timing:** asumiendo que el tiempo de desarrollo es sustancialmente mayor para un parque eólico que para una planta fotovoltaica, debido entre otras cosas a la campaña de medición de recurso necesaria, se ha determinado que el estado “*ready to build*” se podría alcanzar hipotéticamente en abril de 2026, tras superar los periodos de modelado y tramitación pertinentes. El periodo de construcción finalizaría a finales de diciembre de 2026 y, por consiguiente, el periodo de explotación de la instalación no empezaría hasta el 1 de enero de 2027. A partir de esta fecha, se estiman 35 años de vida útil para la instalación fotovoltaica, que cesaría su actividad el 31 de diciembre de 2061.
- **Ánálisis de producción:** se tomarán como datos de partida los resultados de la simulación para la instalación anteriormente dimensionada. Por tanto, el parque eólico de 75 MW de potencia instalada tiene la capacidad de producir 228,7 GWh/año según las matrices de generación con paso horario para las 8.760 horas del año y probabilidad P50.
- **Estudio de precios:** se descargaron los datos de precios de electricidad de OMIP para el año 2022 para el caso de España. A partir de ellos, y mediante un ajuste pragmático, se extrapolaron para el resto de los años de vida útil del proyecto y se ajustaron para el caso de Argelia y sus proyecciones de largo plazo.
- **CAPEX (Capital Expenditure):** la inversión en capital de la instalación, que en total alcanza los 103.638.889 €, se divide principalmente en tres conceptos para este proyecto:
  - Gastos de desarrollo: se recogen costes tales como el coste de licencias ingenierías, instalación de mástiles de medición, estudios ambientales, estudios geotécnicos, topografía, etc. La cifra alcanza los 4.750.000 €.
  - Costes de interconexión: costes referidos a la construcción de la infraestructura necesaria (subestación transformadora, línea de evacuación, etc.) para la evacuación de la energía, desde los aerogeneradores del parque eólico, hasta su subestación de parque y posteriormente hasta el punto de conexión autorizado. Para esta instalación, la cifra suma 17.500.000 €, siendo necesario una SET elevadora de 30 kV a 132 kV, y una línea de evacuación de aproximadamente 50 km y 132 kV.
  - Costes de construcción: aquellos referidos a la construcción de la instalación eólica.
    - SMI (Supply Mountain and Installation): suministro, montaje e instalación de las turbinas eólicas. Se corresponden con una cifra de 665.000 €/MW.
    - BoP (Balance of Plant): obra civil, plataformas de acceso, cableado de media tensión, SCADA, sistemas auxiliares, etc. Estos gastos ascienden la cifra de 285.000 €/MW.



- **OPEX (Operational Expenditure):** los gastos operacionales del proyecto a largo plazo se dividen principalmente en tres grupos.
  - Operación y mantenimiento (O&M): gastos asociados a la operación y al mantenimiento preventivo y correctivo de la instalación eólica. La cifra se estima en 15.500 €/MW, el cual se obtiene de un contrato “full scope” de aproximadamente 77.500€/aerogenerador. Se ha considerado en el modelo financiero que existe una fluctuación de precios del contrato de O&M tal y como se definen de manera estándar en este tipo de contratos.
  - Alquiler: coste asociado al pago por los derechos de las tierras donde se construye el parque eólico. La cifra se estima en 1.500 €/MW anuales, lo que supone un gasto de 112.500 € al año para esta instalación.
  - Seguro y otros: coste asociado al pago de seguros (0,06% del CAPEX) y otras contingencias (0,04% del CAPEX), con el fin de afrontar pérdidas por partes dañadas u otros problemas durante la operación de la instalación.
- **Parámetros financieros:**
  - Vida útil del proyecto: como se ha comentado anteriormente, la vida útil del proyecto alcanza los 35 años.
  - Amortización de activos: respecto a la amortización, al desconocer los parámetros depreciación de activos del país norteafricano, se optó por tomar el modelo de amortización usado en España, donde el periodo no debe ser inferior a 14 años. Por tanto, se tomó un periodo de 14,25 años, donde desde el año 1 hasta el 15, donde se contabilizó como un 7% anual del coste de los activos, y durante el año 16, un 2%. Estas cifras alcanzan valores de 6.939.571 € y 1.734.893 €; respectivamente.
  - Tipo impositivo: se consideró un tipo impositivo del 26% de los beneficios totales de acuerdo con el impuesto sobre sociedades argelino (IBS).
  - Inflación: se asumió una estimación de la curva de inflación anual de aproximadamente el 2,04% en promedio para el periodo que corresponde a la vida útil de la instalación.

## OUTPUTS

Tomando como punto de partida los inputs anteriormente mencionados se procedió al cálculo de los ingresos de la instalación en concepto de venta de electricidad. Estos ingresos, mostrados en la siguiente gráfica, permiten a su vez calcular los flujos de caja de la instalación durante su periodo de explotación. Con ellos, y teniendo una tasa de retorno esperada del 5% para proyectos de similar calado se obtuvieron los indicadores VAN, TIR y payback, como muestra de la rentabilidad de la instalación.



*Ilustración 40. Ingresos de la instalación eólica*

Debido a los precios de energía estimados para 2027, se puede observar en la anterior ilustración un gran beneficio al proyecto el primer año de operación. A partir de ese año, los ingresos se reducen, debido a la disminución de los precios estimados. A partir del año 2029 se muestra una estabilización de los precios lo que supone unos ingresos estables y con poca fluctuación.

Una vez introducidos los inputs anteriormente mencionados, y analizado los resultados del modelo financiero, podemos confirmar los siguientes resultados de la instalación eólica:

- Valor actual neto (VAN) de 30.071.261 €
- Tasa interna de rentabilidad (TIR) del 8,3%
- Payback de 10 años.



### 9.3. Instalación híbrida

#### INPUTS

- **Timing:** según lo visto con anterioridad, la instalación fotovoltaica empezará el periodo de explotación dos años antes que la instalación eólica. Por tanto, existirá un periodo de producción 100% fotovoltaico, de 2025 a 2027; un periodo de producción conjunta, de 2027 a 2059; y un periodo de producción 100% eólica en los últimos años de operación. De esta forma, la vida útil de la instalación híbrida será de 37 años.
- **Análisis de producción:** se tomarán como datos de partida los resultados de la simulación para ambas instalaciones anteriormente dimensionadas. Por tanto, la capacidad de generación anual de la instalación híbrida será la suma de las capacidades de generación anual de las instalaciones solar y eólica, según las matrices de generación con paso horario para las 8.760 horas del año y probabilidad P50. Como resultado, se generarían un total de 535,4 GWh/año para el año 2027 en caso de no existir limitación de red, viéndose reducida esta generación año a año debido a la degradación de módulos (0,45%). No obstante, dado que se cuenta con una limitación de red de 125 MW, habiendo 199,8 MW instalados, se han calculado las pérdidas por curtailment obteniendo una generación final de 519,13 GWh/año.
- **Estudio de precios:** de forma similar a los escenarios anteriores, se descargaron los datos de precios de electricidad de OMIP para el año 2022 para el caso de España. A partir de ellos, y mediante un ajuste pragmático, se extrapolaron para el caso de Argelia durante la vida útil de la instalación.
- **CAPEX (Capital Expenditure):** la inversión en capital de la instalación, que en total alcanza los 208.765.636 €, se divide principalmente en tres conceptos para este proyecto:
  - Gastos de desarrollo: se recogen costes tales como el coste de licencias ingenierías, estudios ambientales, estudios geotécnicos, topografía, etc. La cifra alcanza los 9.334.080 €.
  - Costes de interconexión: costes referidos a la construcción de la infraestructura necesaria (subestación elevadora parque eólico 30/132kV (dos posiciones), línea de evacuación 132 kV desde SET del parque eólico hasta la SET de la planta fotovoltaica, subestación elevadora del parque fotovoltaico 30/132kV (tres posiciones)) para la evacuación de la energía, desde los distintos parques, hasta el punto de conexión a red. Para esta instalación, la cifra suma 19.750.000€. De esta forma, la evacuación conjunta al punto de conexión supone una disminución de los costes unitarios de sendas instalaciones eólica y fotovoltaica.
  - Costes de construcción: aquellos referidos a la construcción de la instalaciones eólica y fotovoltaica. Estos costes ascienden a un valor total estimado en 159.738.400 €.
- **OPEX (Operational Expenditure):** los gastos operacionales del proyecto a largo plazo se dividen principalmente en tres grupos.



- Operación y mantenimiento (O&M): gastos asociados a la operación y al mantenimiento preventivo y correctivo de la instalación conjunta. La cifra se estima en 9.375 €/MW.
  - Alquiler: coste asociado al pago por los derechos de las tierras donde se construyen los parques fotovoltaico y eólico. La cifra se estima en 1.264,79 €/ha anuales, lo que supone un gasto de 439.226,4 € al año para esta instalación, puesto que se supone una ocupación de 347,3 ha.
  - Seguro y otros: coste asociado al pago de seguros (0,06% del CAPEX) y otras contingencias (0,04% del CAPEX), con el fin de afrontar pérdidas por partes dañadas u otros problemas durante la operación de la instalación.
- **Parámetros financieros:**
    - Vida útil del proyecto: como se ha comentado anteriormente, la vida útil del proyecto alcanza los 37 años.
    - Amortización de activos: respecto a la amortización, al desconocer los parámetros depreciación de activos del país norteafricano, se optó por tomar el modelo de amortización usado en España, donde el periodo no debe ser inferior a 14 años. Por tanto, se tomó un periodo de 14,25 años, donde desde el año 1 hasta el 15, donde se contabilizó como un 7% anual de los activos, y durante el año 16, un 2%. Estas cifras alcanzan valores de 13.995.197 € y 3.498.799 €; respectivamente.
    - Tipo impositivo: se consideró un tipo impositivo del 26% de los beneficios totales de acuerdo con el impuesto sobre sociedades argelino (IBS).
    - Inflación: se asumió una estimación de la curva de inflación anual de aproximadamente el 2,04% en promedio para el periodo que corresponde a la vida útil de la instalación.

### OUTPUTS

Tomando como punto de partida los inputs anteriormente mencionados se procedió al cálculo de los ingresos de la instalación en concepto de venta de electricidad. Estos ingresos, mostrados en la siguiente gráfica, permiten a su vez calcular los flujos de caja de la instalación durante su periodo de explotación. Con ellos, y teniendo en cuenta un coste capital del 5% para proyectos de similar calado se obtuvieron los indicadores VAN, TIR y payback, como muestra de la rentabilidad de la instalación.

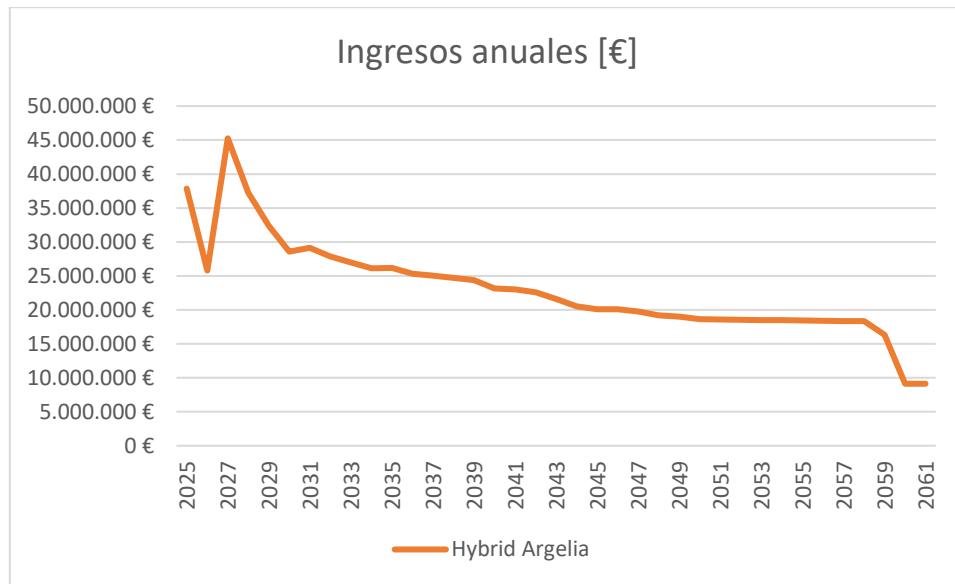


Ilustración 41. Ingresos de la instalación híbrida

Debido a los precios de energía estimados, se observa la reducción progresiva de los ingresos durante los dos primeros años de explotación, desde su máximo en 2025 debido a la aportación fotovoltaica. Después, con la entrada de la instalación eólica, se observa un rápido incremento de los beneficios, alcanzando un máximo en 2027. Posteriormente, y a partir del año se muestra un descenso y una posterior estabilización de los beneficios hasta 2059. A partir de este año, el cese de la actividad de la instalación fotovoltaica provoca una caída de los beneficios a niveles por debajo de los 10 millones de euros, debido a que sólo se obtienen ingresos derivados de la producción eólica, hasta finales de 2016, donde termina el periodo de explotación de la instalación híbrida.

Una vez introducidos los inputs anteriormente mencionados, y analizado los resultados del modelo financiero, podemos confirmar los siguientes resultados de la instalación híbrida:

- Valor actual neto (VAN) de 101.130.541 €
- Tasa interna de rentabilidad (TIR) del 11,12%
- Payback de 9 años.

A la vista de estos resultados se puede considerar que la instalación híbrida presenta mayor rentabilidad que los parques eólico y fotovoltaico por separado, a pesar de las pérdidas por efecto curtailment. Este hecho puede explicarse por la división de los gastos asociados a la conexión a red y la alta producción prolongada en el tiempo, que maximizan el tiempo de inyección de electricidad a red, y por consiguiente, los ingresos en concepto de venta de electricidad. No obstante, el parque fotovoltaico presenta un periodo de recuperación de la inversión menor, y una alta producción a un coste relativamente bajo, solo oscurecido por su factor de generación claramente diurno que pone de manifiesto la indisponibilidad de recurso y la inestabilidad del sistema. La instalación eólica se muestra como la menos favorable, teniendo el periodo de recuperación más alto y el TIR más bajo de los tres. No obstante, las tres instalaciones muestran una rentabilidad relativamente elevada en consideración con otros proyectos de energías renovables.



	Producción [GWh/1ºaño]	CAPEX Parque	CAPEX Línea	VAN	TIR	Payback
Parque FV	309,52	88.488.400 €	16.000.000 €	47.277.842 €	10,36%	8
Parque Eolico	228,66	71.250.000 €	17.500.000 €	30.071.261 €	8,30%	10
Hybrid	519,13	159.738.400 €	19.750.000 €	101.130.541 €	11,12%	9

*Tabla 8. Resumen de resultados análisis económico*

En el apartado siguiente, se consideró la posibilidad de la instalación de un sistema de almacenamiento mediante baterías en estado sólido (BESS) con el objetivo principal de evitar las pérdidas por efecto curtailment, así como para almacenar la energía producida en periodos de alta generación para consumirlo en periodos de elevada demanda y baja producción, maximizando la rentabilidad de la instalación híbrida.



## 10. Análisis de viabilidad del sistema de almacenamiento

Durante el presente estudio se ha hablado de los sistemas de almacenamiento como solución a los problemas de indisponibilidad de recurso, así como a las pérdidas debidas al efecto curtailment. Estos sistemas optimizan la producción haciendo posible acumular energía en períodos de alta generación y baja demanda, para inyectarlos posteriormente a red en momentos de alta demanda. En este caso, se plantea un sistema de almacenamiento basado en baterías (BESS). Este sistema lo conforman la matriz de baterías (baterías de iones de litio, baterías de plomo-ácido u otros tipos de baterías recargables), los inversores, y otros componentes como sistemas de gestión de energía (EMS) y sistemas de control y monitorización. Esta instalación se situará en las cercanías del SET Argelia 1, el cual se prevé que estará localizado a una distancia de 5.000 m respecto del parque fotovoltaico. El objetivo principal de esta instalación será mitigar las carencias del sistema debidas a la indisponibilidad del recurso, así como el efecto curtailment producido por la sobre generación del sistema en determinados períodos debidas a la limitación de red de 125 MW.

Para estudiar la viabilidad del sistema BESS, se realizó un análisis de sensibilidad donde se modificó la capacidad entre 0 y 50 MWh. Estas situaciones corresponden a una instalación sin sistema de almacenamiento (límite inferior) y un sistema de almacenamiento con una potencia instalada de 10 MW funcionando durante 5 horas. Asimismo, se consideraron una eficiencia de captación del 80% en el sistema de almacenamiento y un precio de 350.000 €/MWh, lo que incrementa el coste de la instalación significativamente. La introducción de estos nuevos datos permite retroalimentar tanto el modelo de cálculo del efecto curtailment como el de viabilidad económica de la instalación para la instalación híbrida. Mediante el modelo, ahora se almacenará el excedente eléctrico si el sistema BESS está descargado, y se descargará siempre que haya producción por debajo del límite de inyección. De esta forma, se prevé un descenso en las pérdidas por curtailment, ya que un porcentaje respecto del total de pérdidas será almacenado por el sistema (captación anual). Nuevamente, y teniendo en cuenta este porcentaje de captación anual, se calcularon los ingresos por venta de electricidad, que dieron paso a los flujos de caja, y posteriormente al VAN, TIR y payback.



Capacidad [MWh]	CAPEX BESS [€]	Captación anual [GWh]	Captación anual (%)	VAN	TIR	Payback
5	1.750.000 €	0,81	5%	99.756.652 €	10,99%	9
10	3.500.000 €	1,48	9,1%	98.383.095 €	10,87%	9
15	5.250.000 €	2,014	12,4%	97.009.902 €	10,75%	9
20	7.000.000 €	2,47	15,2%	95.637.004 €	10,63%	9
25	8.750.000 €	2,85	17,7%	94.264.266 €	10,51%	9
30	10.500.000 €	3,22	19,8%	92.891.699 €	10,40%	9
35	12.250.000 €	3,53	21,7%	91.519.252 €	10,28%	9
40	14.000.000 €	3,81	23,4%	90.146.879 €	10,17%	9
45	15.750.000 €	3,81	23,4%	88.775.138 €	10,06%	10
50	17.500.000 €	3,81	23,4%	87.403.398 €	9,95%	10

Tabla 9. Análisis de sensibilidad BESS

En vista de los resultados del análisis del sistema BESS, se pueden extraer las siguientes conclusiones sobre la viabilidad de este sistema respecto a la hibridación sin almacenamiento:

- Desde un punto de vista estrictamente económico no se observa beneficio, ya que para los precios de venta considerado es más rentable la pérdida de ingresos debida al exceso de producción y al efecto curtailment que la instalación de un sistema de almacenamiento que, en el mejor de los casos, permitiría una captación anual de un 5% de la energía que sería desperdiciada, agregando un coste extra de 1.750.000 €, y disminuyendo la TIR del proyecto en un 0,12%. Por tanto, en este caso, salvo reducción drástica de precio de los sistemas BESS, bien por la evolución de la tecnología, o por ayudas gubernamentales, se procederá con la instalación híbrida sin almacenamiento.
- En cambio, en términos de captación de energía, la instalación BESS de 40 MWh se permite captar 3,81 GWh/año, o 23,4% del curtailment total, en el mejor de los casos; siendo un dimensionamiento de 25 MWh o 30 MWh más adecuado, teniendo en cuenta la relación captación-inversión. Este hecho implica que el sistema BESS para este caso concreto no resulta viable, pues el sobredimensionamiento de la instalación no es lo suficientemente elevado para que las baterías realicen un gran número de ciclos durante el año, aprovechando los excedentes en días de baja generación.



## 11. Conclusiones

En este trabajo fin de máster se dimensiona y analiza la viabilidad híbrida eólico-fotovoltaica de gran potencia situada en In-Salah (Argelia), así como la posible introducción de un sistema de almacenamiento haciendo uso de tecnología BESS para evitar las pérdidas por efecto curtailment debidas a la limitación de red. A partir de los resultados obtenidos durante este análisis se puede concluir lo siguiente:

- Argelia, y en concreto la wadiya de In-Salah, goza de gran recurso solar y eólico en la mayoría de su territorio. Además, su topografía es lo suficientemente favorable para la correcta explotación de parques fotovoltaicos y eólicos.
- La instalación de módulos bifaciales aporta como norma general un 4% más de energía que un panel monofacial, no obstante, para el caso de esta instalación, que presenta 136,136 MWp, dicha tecnología aporta una ganancia total de 9,38%; lo cual supone que la implantación de estos módulos esté más que justificado por su aporte energético adicional, tomando provecho del albedo de la arena desértica, y tan sólo a costa de un ligero incremento del precio del módulo.
- La hibridación sin almacenamiento se consagra como una solución viable y efectiva para dotar de estabilidad al sistema. Los perfiles de generación de las tecnologías fotovoltaica y eólica se complementan adecuadamente, produciendo en conjunto 535,4 GWh/año. Sin embargo, la limitación de red de 125 MW se traduce en pérdidas por curtailment, que limita la producción real a 519,1 GWh/año. No obstante, estas pérdidas, aunque significativas, son relativamente bajas; pues suponen un 3,04% el primer año, viéndose reducidas en los siguientes años de explotación.
- En términos económicos, tanto las instalaciones fotovoltaica, eólica e híbrida son viables. No obstante, la hibridación mejora la rentabilidad respecto a las instalaciones por separado mostrando un TIR máximo del 11,12%. Este hecho se explica principalmente debido a las sinergias derivadas de la evacuación conjunta y la optimización del perfil de generación a lo largo del día. De forma individualizada, la instalación solar presume del menor periodo de retorno de la inversión inicial de todas las instalaciones (8 años), además de un alto perfil de generación, solo oscurecido por su intermitencia e indisponibilidad características. En contraste, el TIR de la instalación eólica es menor, 9,34%. Este dato muestra su menor rentabilidad respecto de las otras instalaciones, principalmente debido a los altos costes de interconexión que son repartidos en una menor potencia instalada. En consecuencia, se puede argumentar que estos sistemas muestran rentabilidades sin apalancar relativamente altas para ser sistemas de producción renovable. Sin embargo, la relación riesgo-país provoca que la inversión parezca menos atractiva.



- Desde un punto de vista medioambiental, la hibridación tiene un impacto favorable para el conjunto de las instalaciones. Teniendo en cuenta que la hibridación supone una evacuación de la producción mediante una línea conjunta, se reduce el impacto medioambiental asociado a la construcción de una hipotética segunda línea aérea de alta tensión.
- Respecto a los sistemas BESS, se ha demostrado que, aunque permitan reducir en hasta un 23,4% las pérdidas por curtailment en este escenario, desde un punto de vista económico no resultan atractivas, pues su coste de instalación es demasiado elevado actualmente. En el caso de ser parcial o totalmente financiados por ayudas gubernamentales, o de verse sustancialmente reducido su precio, la instalación de estos sistemas sí sería adecuada; ya que desde un punto de vista estrictamente de captación de excedentes, la instalación del sistema de almacenamiento en la hibridación podría tener sentido, especialmente si se aumenta el sobredimensionamiento de la instalación fotovoltaica.

En última instancia, la hibridación de tecnologías ha demostrado ser la evolución lógica de las instalaciones renovables, permitiendo que tecnologías de muy distinto perfil de generación, como la fotovoltaica y la eólica, se complementen; permitiendo un suministro más estable al evitar variabilidades de recurso. Asimismo, el almacenamiento de energía mediante sistemas BESS, entre otros, asoma como el futuro de las instalaciones renovables, permitiendo optimizar los puntos de conexión disponibles y dotando de mayor estabilidad al sistema dado que se trata de una fuente de generación primaria capaz de regular frecuencia y tensión de forma rápida y eficiente.



## 12. Bibliografía

- [1] J. D. J. M. M. Ferran Ballester, «Cambio climático y salud pública: escenarios después de la entrada en vigor del Protocolo de Kioto,» *Gaceta Sanitaria*, vol. 20, nº 1, pp. 160-174, 2006.
- [2] Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático, «Informe especial del IPCC sobre los impactos del calentamiento global de 1,5 °C,» 2019.
- [3] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), «Los altos precios marcaron la evolución de los mercados mayoristas del gas durante el año 2021,» Madrid, 2022.
- [4] International Renewable Energy Agency, «Las renovables registran un crecimiento récord del 9,6% pese a la crisis energética,» Abu Dhabi, 2023.
- [5] International Renewable Energy Agency (IRENA), «Renewable Capacity Statistics 2022,» IRENA, Abu Dhabi, 2022.
- [6] Eurostat, «Renewable energy statistics,» European Union, 2022. [En línea]. Available: [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable\\_energy\\_statistics](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable_energy_statistics). [Último acceso: mayo 2023].
- [7] U.S. Energy Information Administration, «Annual Energy Outlook 2023,» 2023.
- [8] Europa Press, «Las renovables tienen una huella de carbono decenas de veces menor que las fósiles pese a su impacto inicial,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.europapress.es/verificaciones/noticia-renovables-tienen-huella-carbono-decenas-veces-menor-fosiles-pese-impacto-inicial-20220711110001.html>. [Último acceso: mayo 2023].
- [9] N. M. P. D. L. C. B. P. M. C. G. O. Domenico Mazzeo, «A literature review and statistical analysis of photovoltaic-wind hybrid renewable system research by considering the most relevant 550 articles: An upgradable matrix literature database,» *Journal of Cleaner Production*, vol. 295, 2021.
- [10] A. M. A. B. Joshi Sukhdev Nirbheram, «Techno-economic analysis of grid-connected hybrid renewable energy system adapting hybrid demand response program and novel energy management strategy,» *Renewable Energy*, vol. 212, pp. 1-16, 2023.
- [11] J. W. G. K. P. G. Z. L. Xinrui Qi, «Sustainability analysis of a hybrid renewable power system with battery storage for islands application,» *Journal of Energy Storage*, vol. 50, 2022.
- [12] H. J. v. d. W. G. N. A. P. F. Emília Inês Come Zebra, «A review of hybrid renewable energy systems in mini-grids for off-grid electrification in developing countries,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 144, 2021.
- [13] A. D. A. A. M. A. M. A. H. N. K. A. Loiy Al-Ghussain, «Optimal sizing of country-scale renewable energy systems towards green transportation sector in developing countries,» *Case Studies in Thermal Engineering*, vol. 39, 2022.



- [14] A. G. M. H. J. Arash Asrari, «Economic evaluation of hybrid renewable energy systems for rural electrification in Iran—A case study,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, nº 5, pp. 3123-3130, 2012.
- [15] Wood Mackenzie, «Long-duration energy storage 2022,» 2022.
- [16] Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP), «Global Wind Atlas,» [En línea]. Available: <https://globalwindatlas.info/es>. [Último acceso: febrero 2023].
- [17] Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP), «Global Solar Atlas,» [En línea]. Available: <https://globalsolaratlas.info/map>. [Último acceso: febrero 2023].
- [18] I. S. Stefan Pfenninger, «Renewables Ninja,» [En línea]. Available: <https://www.renewables.ninja/>. [Último acceso: Abril 2023].
- [19] United States Geological Survey, «EarthExplorer,» [En línea]. Available: <https://earthexplorer.usgs.gov/>. [Último acceso: 11 abril 2023].
- [20] B. B. y. C. B. N. Umar, «Comparison of different PV power simulation softwares: case study on performance analysis of 1 MW grid-connected PV solar power plant,» *International Journal of Engineering Science Invention (IJESI)*, vol. 7, nº 7, 2018.
- [21] D. Sharma, «Review and analysis of solar photovoltaic softwares,» *International Journal of Engineering Science Invention (IJESI)*, vol. 4, pp. 725-731, 2014.
- [22] P. K. S. S. A. Vilas Warudkar, «Analysis of a terrain characteristic using WAsP and windPRO,» *Energy Procedia*, vol. 158, pp. 1223-1228, 2019.
- [23] I. T. Hasan Hakan Başaran, «Investigation of offshore wind characteristics for the northwest of Türkiye region by using multi-criteria decision-making method (MOORA),» *Results in Engineering*, vol. 16, 2022.
- [24] NASA, «NASADEM: Creating a New NASA Digital Elevation Model and Associated Products,» [En línea]. Available: <https://www.earthdata.nasa.gov/esds/competitive-programs/measures/nasadem>. [Último acceso: mayo 2023].
- [25] European Union, «Copernicus,» mayo 2023. [En línea]. Available: <https://www.copernicus.eu/es/sobre-copernicus>.
- [26] International Renewable Energy Agency (IRENA), «Técnicas de planificación espacial de la energía eólica,» Lima, 2015.
- [27] Gelaro y e. al., «Renewables.ninja,» 2017. [En línea]. Available: <https://www.renewables.ninja/>.



## ANEXOS

**ANEXO I: FICHA TÉCNICA MÓDULOS FV**

**ANEXO II: FICHA TÉCNICA INVERSORES**

**ANEXO III: ESQUEMA UNIFILAR BT-MT PFV: CT TIPO**

**ANEXO IV: ESQUEMA UNIFILAR GENERAL DE EVACUACÓN PFV**

**ANEXO V: LAYOUT PARQUE FOTOVOLTAICO**

**ANEXO VI: FICHA TÉCNICA TURBINA EÓLICA**

**ANEXO VII: ESQUEMA UNIFILAR GENERAL DE EVACUACÓN PFV**

**ANEXO VIII: INFORME DE PRODUCCIÓN FOTOVOLTAICA**

**ANEXO IX: INFORME DE PRODUCCIÓN EÓLICA**