

# Trabajo Fin de Grado

## Ingeniería de la Energía

### Análisis tecno-económico de un proyecto híbrido eólico - fotovoltaico

Autor: Zacarías Pardo López - Cepero

Tutor: Javier Serrano Gonzalez

**Dpto. Ingeniería Eléctrica**  
**Escuela Técnica Superior de Ingeniería**  
**Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2021





Trabajo Fin de Grado  
Ingeniería de la Energía

# **Análisis tecno-económico de un proyecto híbrido eólico-fotovoltaico.**

Autor:

Zacarías Pardo López-Cepero

Tutor:

Javier Serrano Gonzalez

Profesor titular

Dpto. de Ingeniería Eléctrica  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2021



Proyecto Fin de Carrera: Análisis tecno-económico de un proyecto híbrido eólico-fotovoltaico.

Autor: Zacarías Pardo López

Tutor: Javier Serrano Gonzalez

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2021

El Secretario del Tribunal

*A mis padres por darme la  
oportunidad de tener una  
educación.*

*A mis compañeros por hacer un  
camino más fácil.*





# Agradecimientos

---

Que importante es recibir apoyo, y que difícil es expresar gratitud por ello. A lo largo de este trágico año, en el cual se ha imposibilitado pasar tiempo con nuestra gente, hemos podido reflexionar, para conocernos mejor a nosotros mismos y hemos aprendido a valorar cosas que por ser cotidianas en el pasado, su importancia pasaba desapercibida, como puede ser la compañía de un amigo.

Por esto, tras recibir esta cura de humildad, me gustaría dar las gracias a todas las buenas personas que han acompañado en alguna parte de mi camino, e incluso a las malas por resaltar la figura de estas primeras.

Especial mención merecen mis padres, que además de acompañarme, lo han allanado con sus continuos esfuerzos.

*Zacarías Pardo López-Cepero*

*Jerez de la Frontera, 2021*



El documento presentado analiza desde un punto de vista técnico económico la hibridación de plantas eólicas y fotovoltaicas. Para ello, se asumirá un parque eólico ya existente y se analizará la instalación de un parque fotovoltaico que pasará a formar parte del mismo proyecto compartiendo el mismo punto de evacuación a la red. El objetivo de este documento será analizar la viabilidad tecno-económica del proyecto híbrido teniendo en cuenta la producción combinada por ambas plantas (eólica y fotovoltaica), la limitación de la capacidad de evacuación en el punto de conexión, así como los costes de instalación de la tecnología fotovoltaica y la evolución esperada del precio de venta de la energía generada.

# Abstract

---

The presented document analyzes from a technical and economic point of view the hybridization of wind and photovoltaic plants. For this, an existing wind farm will be assumed and the installation of a photovoltaic park will be analyzed, which will become part of the same project sharing the same evacuation point to the grid. The objective of this document will be to analyze the techno-economic viability of the hybrid project, taking into account the combined production of both plants (wind and photovoltaic), the limitation of the evacuation capacity at the connection point, as well as the installation costs of photovoltaic technology and the expected evolution of the sale price of the energy generated.

<b>Agradecimientos</b>	<b>ix</b>
<b>Resumen</b>	<b>xi</b>
<b>Abstract</b>	<b>xii</b>
<b>Índice</b>	<b>xiii</b>
<b>Índice de Tablas</b>	<b>xv</b>
<b>Índice de Figuras</b>	<b>xvii</b>
<b>Notación</b>	¡Error! Marcador no definido.
<b>1 INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
1.1 <i>Concepto de parque híbrido.</i>	1
1.2 <i>Tipos de parques híbridos y contexto internacional.</i>	2
1.3 <i>Anticorrelación.</i>	2
1.4 <i>Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.</i>	2
1.5 <i>Objeto del proyecto.</i>	3
1.6 <i>Sumario.</i>	3
<b>2 EMPLAZAMIENTO</b>	<b>5</b>
2.1 <i>Potencial eólico.</i>	5
2.2 <i>Potencial fotovoltaico.</i>	7
<b>3 ANÁLISIS DEL PARQUE EÓLICO EXISTENTE</b>	<b>9</b>
3.1 <i>Características parque eólico.</i>	9
3.1.1 <i>Aerogenerador.</i>	9
3.2 <i>Producción parque eólico.</i>	10
3.3 <i>Modelo de costes parque eólico.</i>	11
<b>4 DIMENSIONAMIENTO FOTOVOLTAICO</b>	<b>13</b>
4.1 <i>Dimensionamiento hilera.</i>	13
4.2 <i>Optimización del grado de inclinación del módulo.</i>	14
4.3 <i>Separación mínima entre módulos.</i>	15
4.4 <i>Cálculo energía producida.</i>	15
4.5 <i>Modelo de costes.</i>	17
<b>5 DIMENSIONAMIENTO PARQUE HÍBRIDO</b>	<b>19</b>
5.1 <i>Desglose de gastos del campo fotovoltaico.</i>	19
5.2 <i>Cálculo de energía en función del campo fotovoltaico.</i>	20
5.3 <i>Análisis económico y selección de la potencia fotovoltaica a instalar.</i>	22
5.4 <i>Análisis y optimización del parque híbrido.</i>	24
<b>6 ESTUDIO EN DIFERENTES LOCALIZACIONES</b>	<b>27</b>
6.1 <i>Parque eólico Sil Ampliación.</i>	27
6.1.1 <i>Potencial eólico y fotovoltaico.</i>	27
6.1.2 <i>Análisis parque eólico y fotovoltaico.</i>	28
6.1.3 <i>Dimensionamiento parque híbrido.</i>	29

6.2	<i>Parque eólico Valdeperondo.</i>	31
6.2.1	Potencial eólico y fotovoltaico.	31
6.2.2	Análisis parque eólico y fotovoltaico.	31
6.2.3	Dimensionamiento parque híbrido.	31
6.3	<i>Parque eólico La Plata Ampliación.</i>	36
6.3.1	Potencial eólico y fotovoltaico.	36
6.3.2	Análisis parque eólico y fotovoltaico.	36
6.3.3	Dimensionamiento parque híbrido.	36
<b>7</b>	<b>OPCIONES DE ALMACENAMIENTO</b>	<b>39</b>
7.1	<i>Producción de hidrogeno.</i>	39
7.2	<i>Uso de baterías.</i>	40
7.3	<i>Centrales de bombeo.</i>	40
<b>8</b>	<b>CONCLUSIONES</b>	<b>43</b>
<b>9</b>	<b>REFERENCIAS</b>	<b>45</b>
<b>ANEXOS</b>		<b>47</b>

# ÍNDICE DE TABLAS

---

Tabla 1: Datos modulo	13
Tabla 2: Datos inversor-	13





# ÍNDICE DE FIGURAS

---

Ilustración 2-1: Variación de la densidad del aire a lo largo de un año.	6
Ilustración 2-2: Comparativa potencia disponible.	6
Ilustración 2-3: Irradiancia solar a lo largo del año.	7
Ilustración 3-1: Distribucción de los aerogeneradores.	9
Ilustración 3-2: Curva de potencia la turbina eólica G87/2000.	10
Ilustración 3-3: Distribución de la producción eólica	11
Ilustración 4-1: distribución de la hilera.	14
Ilustración 4-2: Irradiación incidente acumulada según la inclinación.	15
Ilustración 4-3: Comparativa entre enero y julio de un módulo pv de potencia 465 W.	17
Ilustración 5-1: Desglose de los precios en parque fotovoltaico.	19
Ilustración 5-2: Desglose de los gastos O&M.	19
Ilustración 5-3: Energía generada según el tamaño del campo pv.	20
Ilustración 5-4: Energía perdida según la potencia del campo fotovoltaico.	21
Ilustración 5-5: Energía inyectada según el campo pv.	21
Ilustración 5-6: Factor de capacidad en función del tamaño del campo fotovoltaico.	22
Ilustración 5-7: Número de horas equivalentes en función del tamaño del campo fotovoltaico.	22
Ilustración 5-8: Comparativas LCOE.	23
Ilustración 5-9: Diferencia entre el LCOE de un proyecto híbrido y uno híbrido.	23
Ilustración 5-10: Comportamiento del proyecto en diciembre.	24
Ilustración 5-11: Comportamiento del proyecto en junio.	24
Ilustración 5-12: Pérdidas por meses.	25
Ilustración 5-13: Energía inyectada a la red.	25
Ilustración 5-14: Energía pérdida(izq) y producida(der) en función de la inclinación de los módulos.	26
Ilustración 5-15: Variación del LCOE en función de la inclinación del módulo.	26
Ilustración 6-1: Comparativa entre la energía eólica disponible entre Julio y Diciembre.	27
Ilustración 6-2: Irradiancia sobre el plano horizontal.	28
Ilustración 6-3: Comparativa de la energía producida entre Enero y Julio.	29
Ilustración 6-4: Comportamiento del LCOE según el tipo de instalación y potencia pv.	29
Ilustración 6-5: Diferencia del LCOE entre en proyecto híbrido y no híbrido.	30
Ilustración 6-6: Variación del LCOE con respecto al ángulo de inclinación.	30
Ilustración 6-7: Irradiancia sobre el plano horizontal en León.	31
Ilustración 6-8: Comportamiento del LCOE según el tipo de instalación y potencia pv.	32
Ilustración 6-9: Diferencia del LCOE entre en proyecto híbrido y no híbrido.	32
Ilustración 6-10: Comportamiento del proyecto en enero.	33

Ilustración 6-11: Comportamiento del proyecto en diciembre.	33
Ilustración 6-12: Comportamiento del proyecto en los 4 primeros días de junio.	34
Ilustración 6-13: Porcentaje de pérdidas según el mes.	34
Ilustración 6-14: Factor de capacidad en función del tamaño del campo fotovoltaico.	35
Ilustración 6-15: LCOE en función del ángulo.	35
Ilustración 6-16 : Irradiancia sobre el plano horizontal en Toledo.	36
Ilustración 6-17: Comparativa de los diferentes LCOE.	37
Ilustración 6-18: Diferencia del LCOE entre en proyecto híbrido y no híbrido.	37
Ilustración 6-19: Distribución de las pérdidas.	38
Ilustración 6-20: Variación del LCOE en función de la inclinación de los módulos.	38
Ilustración 7-1: Esquema electrolisis.	39
Ilustración 7-2 : Distribución de precios de la producción de hidrógeno	40

# Lista de abreviaturas

---

AEE	Asociación empresarial eólica
IRENA	Agencia Internacional de Energías Renovables (International Renewable Energy Agency)
LCOE	Coste nivelado de energía(Levelized cost of energy )
IDAE	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
O&M	Operación y Mantenimiento
PNIEC	Plan Nacional Integrado de Energía y Clima
PV	Fotovoltaico
UE	Unión Europea



# 1 INTRODUCCIÓN

---

*“La ambición colectiva está muy lejos de poner al mundo en camino de cumplir los objetivos del Acuerdo de París de limitar el calentamiento global”.*

*- Patricia Espinosa, secretaria ejecutiva de Cambio Climático para la ONU-*

En la actualidad, el mercado eléctrico español está en un proceso de transformación, hacia un mercado más sostenible, donde las energías renovables cada vez son más demandadas, debido a la gran conciencia climatológica que esta desarrollando la sociedad, y a los problemas medioambientales que se generan debido a las fuentes de energías convencionales, como pueden ser las plantas de carbón. Por estos motivos la Unión Europea desarrollo políticas energéticas y climáticas, para poder cumplir los requerimientos que se firmaron en el año 2015 en el acuerdo de París.

En este nuevo marco político y energético, la UE presento en 2016 el denominado “paquete de invierno” (“Energía limpia para todos los europeos”, COM (2016) 860 final) que se ha desarrollado a través de diversos reglamentos y directivas.

Los objetivos para 2030,[1] de estas iniciativas son:

- 40 % de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990.
- 32 % de renovables sobre el consumo total de energía final bruta.
- 32,5 % de mejora de la eficiencia energética.
- 15 % interconexión eléctrica de los Estados miembros.

Para ello se prevé para el año 2030 una potencia total instalada en el sector eléctrico de 161 GW de los que 50 GW serán energía eólica, 39 GW solar fotovoltaica, 27 GW ciclos combinados de gas, 16 GW hidráulica, 9,5 GW bombeo, 7 GW solar termoelectrica, y 3 GW nuclear, así como capacidades menores de otras tecnologías. Esta previsión esta sujeta a la evolución de los costes relativos de las mismas, por lo que estos valores podrían variar ligeramente.

Como consecuencia de todas estas medidas, se tendrá una generación eléctrica renovable en 2030 del 74 % sobre el total, coherente con una trayectoria hacia un sector eléctrico 100 % renovable en 2050.

Puesto que la energía no solo debe ser renovable, debe tener un precio de mercado competitivo (el consumidor debe de pagar un precio por la electricidad accesible para toda la ciudadanía, sin que esta reciba ayudas del gobierno), y aparte debe cumplir criterios de calidad y disponibilidad, mediante la implementación de parques híbridos estos criterios serán más fáciles de conseguir, se entrará en este concepto a continuación, se ve aumentado el factor de capacidad del proyecto, se reduce la imprevisibilidad de la producción eléctrica, si estas son complementarias, además se optimizaría el uso de las infraestructuras eléctricas.

## 1.1 Concepto de parque híbrido.

Para entender lo que es un proyecto híbrido, se utilizará la definición que proporciona AEE (Asociación empresarial eólica),[2] en la que se refiere a un proyecto híbrido **como un proyecto único en el que coexisten diversas tecnologías de generación renovable, con o sin almacenamiento, con una única Sociedad Vehículo y un único punto de conexión. La electricidad generada por las tecnologías debe llegar a la misma subestación interna del parque, tener un punto de conexión con la red común y un control que gestione conjuntamente la generación que se inyecte en dicho punto.** En este caso se estudiará un proyecto híbrido eólico-fotovoltaico, debido a que son dos tecnologías con curvas de generación complementarias como se detallara posteriormente, además de por sus costes y la gran instalación de energías renovables que se prevé

a lo largo de esta década.

Para la documentación de este proyecto, se consultó el documento preparado para IRENA (International Renewable Energy Agency), [3], en dicho documento, se pueden distinguir principalmente dos tipos de proyectos de hibridación, el primer tipo sería añadir un campo fotovoltaico a un parque eólico ya existente, definido en dicho documento como “brownfield”. La segunda alternativa, consiste en diseñar una nueva planta con ambas tecnologías, a esta opción la definen como “greenfield”. Una tercera opción sería añadir un parque eólico a un campo fotovoltaico ya existente, sobre dicha opción no se profundiza, debido a sus dificultades técnicas, ya que la instalación de aerogeneradores provocaría grandes vibraciones sobre el terreno lo cual deterioraría los módulos fotovoltaicos.

En dicho informe, se detalla que los costes de infraestructuras, instalación de red, de terreno, desarrollo, aprobaciones y estudios de terreno, se verán compartidos, lo que supondría un ahorro económico mayor a lo que suponen los desechos de energía.

## 1.2 Tipos de parques híbridos y contexto internacional.

Pese a que en este documento se analizará un proyecto eólico-fotovoltaico, pueden darse diferentes tipos de procesos de hibridación, siendo los más comunes, [4] (a parte de los eólicos-fotovoltaicos), fotovoltaica-hidráulico, eólica-hidráulico, donde la hidráulica juega un papel de almacenamiento en ambos casos[5], y termosolar-biomasa, donde la biomasa compensaría los momentos en los que se requiera energía térmica y no exista radiación solar [6].

Este sistema de generación es un sistema reciente, y por lo tanto existen problemas de regulación, que deben ser tratados. A nivel global, en India se cuenta desde 2017 con una política específica para desarrollar sistemas eólicos-fotovoltaicos. Australia es otro país pionero en este aspecto, ya que busca una mayor estabilidad en su red, teniendo ya algún proyecto en desarrollo como es el caso del parque Kennedy [7].

## 1.3 Anticorrelación.

Para que un proyecto híbrido funcione, se necesita que las curvas de producción sean complementarias, para ello nos basaremos en el estudio de anticorrelación,[8], en el cual se estudia el potencial de diferentes localizaciones. En dicho estudio se establece que los potenciales eólicos y solares están anticorrelacionados en escalas de tiempo estacionales y mensuales, es decir se pueden tener durante un gran periodo de tiempo una de las dos fuentes de energía, ya que cuando una fuente no este disponible, es probable que este la otra. Este estudio se realizó a nivel europeo, y se estima que la generación de energía renovable estará disponible más del 50% en las latitudes intermedias europeas y más del 70 % en las sureuropeas, tomando como valores de corte para la radiación solar de  $80 \frac{W}{m^2}$ , para la velocidad del viento de  $3 \frac{m}{s}$  y de  $25 \frac{m}{s}$ . Con estos datos, se ve como un proyecto híbrido eólico-fotovoltaico, podría mitigar el problema de la intermitencia de las energías renovables, además de tener en España un gran potencial.

## 1.4 Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.

Hasta la entrada en vigor del Real Decreto-ley 23/20, no se permitía que en una instalación renovable se añadieran otros elementos de generación. En el artículo IV del mismo, se abre la posibilidad de solicitar permisos de acceso para instalaciones híbridas, siempre y cuando una de las tecnologías que se use en dicha instalación sea de origen renovable. Esta medida, se ha llevado a cabo para maximizar la utilización de las redes ya existentes, minimizar los impactos ambientales, conduciendo hacia los objetivos del PNIEC (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima).

## 1.5 Objeto del proyecto.

Este documento, expone un análisis tecno-económico de un proyecto híbrido, para ello se estudiará un proyecto eólico, uno fotovoltaico uno híbrido y un último proyecto donde parque fotovoltaico y eólico de actuaran forma separada, es decir no tendrán el mismo punto de evacuación ni compartirán gastos. Tras el estudio de este proyecto, se repetirá la misma metodología en diferentes localidades, las cuales tendrán condiciones climáticas diferentes y se analizará el comportamiento de la instalación.

## 1.6 Sumario.

Este documento esta organizado de forma que en el capítulo 2, se seleccionará un parque eólico a hibridar, para después realizar un estudio previo del potenciales eólicos y solar. En el capítulo 3, se detallarán las características del parque tales como tipo de aerogenerador, su distribución, producción anual etc. En el capítulo 4, se empezará a introducir el campo fotovoltaico que hibridará el campo eólico, para ellos se realizarán cálculos de producción fotovoltaica para una placa, dimensionamiento de una hilera, etc. El capítulo 5 terminará de dimensionar el campo fotovoltaico que hibridará el proyecto, basandose en criterios económicos. En el capítulo 6, se repetirá la metodología empleada en 2,3,4, 5 y 6 en diferentes ubicaciones, pudiéndose ver como se comporta el proyecto en función de la localización. El capítulo 7 explica de forma breve y general los diferentes tipos de fuentes de almacenamientos que existen, y como podrían llegar a funcionar en este tipo de proyectos. El capítulo 8 da las conclusiones obtenidas durante la elaboración de este proyecto.

El documento es cerrado con sus anexos. Aquí se ha incluido las fichas técnicas de los equipos empleados, además, de los códigos de MATLAB empleados. El código 'dimensionamientopv' se ha empleado para los calculos pertinentes en el capítulo 4, y para la comprobación de que la configuración empleada para la primera localización seguía siendo valida en las diferentes localizaciones en el capítulo 6, este código ha sido ejecutado con un ordenador portátil HP Probook 450 G6 y tarda 3,6 segundos código 'hibridacion' contiene los cálculos necesarios para los capítulos 2,3,4,5 y 6 este código ha sido ejecutado con un ordenador portátil HP Probook 450 G6 y tarda 327,67 segundos. La totalidad de las ilustraciones, a excepción de las que muestran la distribucion del parque eólico y el fotovoltaico, han sido elaboradas con estos dos códigos. Como nota, téngase en cuenta que debido a la aleatoriedad que provoca el comando *wblrnd* se pueden obtener resultados ligeramente diferentes, dependiendo de si se obtiene una velocidad de viento alta en las horas pico de radiación.

Además del software MATLAB, se ha empleado EXCEL para la obtención de los factores K empleados en los capítulos 4,5 y 6, el software WORD para la escritura de este documento y el software Mendeley para la inclusión de las referencias bibliográficas.





## 2 EMPLAZAMIENTO

Para la realización de un proyecto híbrido, es crucial la localización del mismo, que debe tener unas características específicas, como ya se detalló en el apartado 1.3. Puesto que se analizará el caso de un parque “brownfield”, se tomará como emplazamiento, para el caso base, el parque eólico Doña Benita Cuellar, real y operativo desde el año 2007, con una potencia nominal de 32 MW (16 aerogeneradores del modelo Gamesa G87/2000) ubicado en Jerez de la frontera (Andalucía), a una latitud  $36^{\circ} 35' 21,1''$  y longitud  $-5^{\circ} 59' 27,8''$ . A continuación, se estudiarán tanto potencial eólico como solar de esta ubicación, para llegar a una conclusión sobre si es una localización donde instalar un parque híbrido.

### 2.1 Potencial eólico.

En este apartado se analizará el potencial eólico de la ubicación, en primer lugar, se realizará un análisis estadístico mediante la ley de Weibull. Dicha ley expresará el comportamiento de la velocidad del viento para un año tipo (2-1):

$$p(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\frac{v}{c}\right)^k \quad (2-1)$$

Donde  $v$ , es la velocidad del viento, medida en  $\frac{m}{s}$ ,  $p(v)$  la función densidad de probabilidad de Weibull,  $c$  es el factor de escala expresado en  $\frac{m}{s}$ , y  $k$  es el factor de forma que caracteriza la asimetría de la función de densidad, siendo  $k = 2$  una función simétrica.

Para implementar la función Weibull, se han obtenido los datos pertinentes de [9]. A partir de dichos datos se ha obtenido un factor de escala a  $h_{ref}$  10 metros de  $= 7,69 \frac{m}{s}$ , y un factor de forma de forma  $k = 2,08$ .

Para corregir el factor de escala a una altura de 100 metros, altura del generador se utilizará ecuación (2-2), en la que el  $z_0$  es la rugosidad del terreno, la cual es de 0,0024 m debido al tipo de terreno que es.

$$C(h) = \frac{\ln\left(\frac{h}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_{ref}}{z_0}\right)} \quad (2-2)$$

Tras esto, se obtiene un factor de escala  $C = 9,82 \frac{m}{s}$ , a partir de este factor de escala y de este factor de forma, mediante la función de MATLAB *wblrnd*, se obtendrá una serie horaria de vientos, a la largo de un año, que a posteriori se utilizará para calcular la potencia producida y la potencia disponible, tal y como se detallará a continuación.

La potencia disponible vendrá por (2-3):

$$P_d(v) = \frac{1}{2} \rho v^3 \quad (2-3)$$

Donde  $\rho$  es la densidad del aire, la cual es dependiente de la altura, y de la altura, mediante la relación (2-4)

$$\rho(t, h) = 1,225 \frac{288,15}{t + 273,15} e^{\frac{-h}{8435}} \quad (2-4)$$

En la Ilustración 2-1, se ilustra la variación de la densidad a lo largo del año, a través de las temperaturas medias registradas,[10], y una altura de 100 metros. Tal y como se puede observar, en los meses de invierno la densidad es menor, por lo que a una velocidad igualdad de viento, el potencial eólico será menor en verano, periodo en el que el potencial solar es mayor.

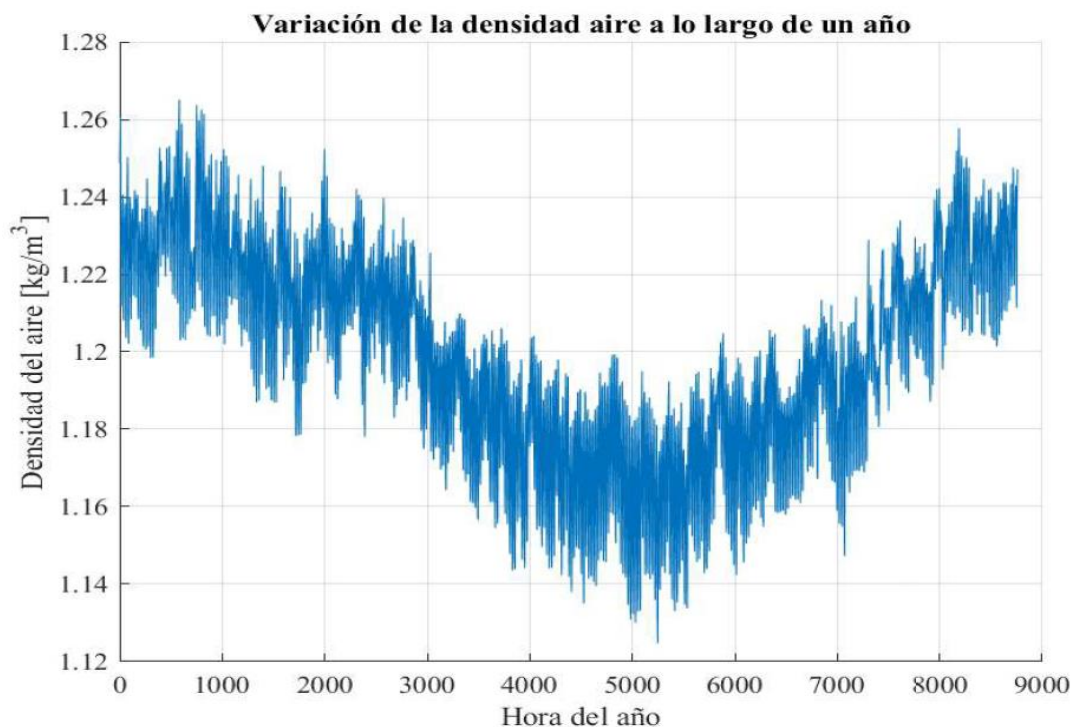


Ilustración 2-1: Variación de la densidad del aire a lo largo de un año.

En la Ilustración 2-2, se graficarán los resultados obtenidos de la potencia disponible en el mes de diciembre siendo esta de  $610 \frac{kW}{m^2}$ , y en el caso de julio,  $525 \frac{kW}{m^2}$ . Para obtener estos resultados se ha tomado como velocidades de corte  $4 \frac{m}{s}$  y  $25 \frac{m}{s}$ .

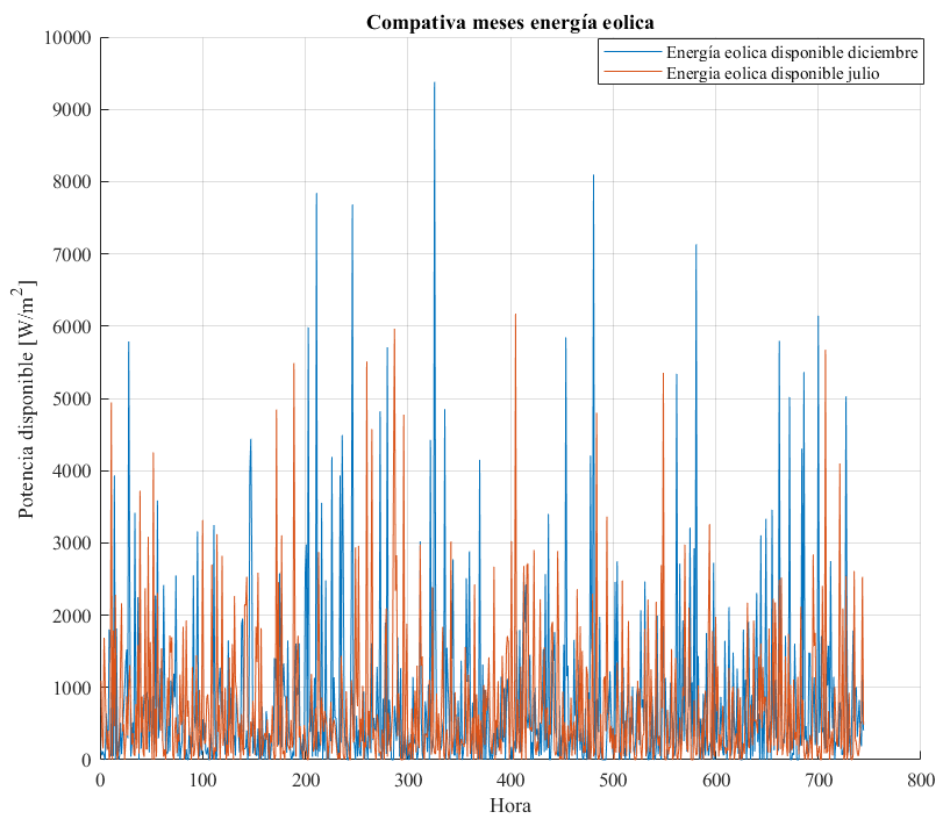


Ilustración 2-2: Comparativa potencia disponible.

Todo este desarrollo se ha basado en [11].

## 2.2 Potencial fotovoltaico.

A continuación, se hablará brevemente del potencial fotovoltaico de la ubicación del emplazamiento, con especial enfoque en la irradiancia.

En la Ilustración 2-3, se ven representada la irradiancia solar a lo largo de un año en la localización a analizar, se observa, como era de esperar que los valores máximos se encuentran en las horas de verano, además en dicho periodo, no se dan muchas caídas de irradiancia, esto es debido a que los días nublados son más habituales en invierno.

Esta serie de datos se ha obtenido de [10].

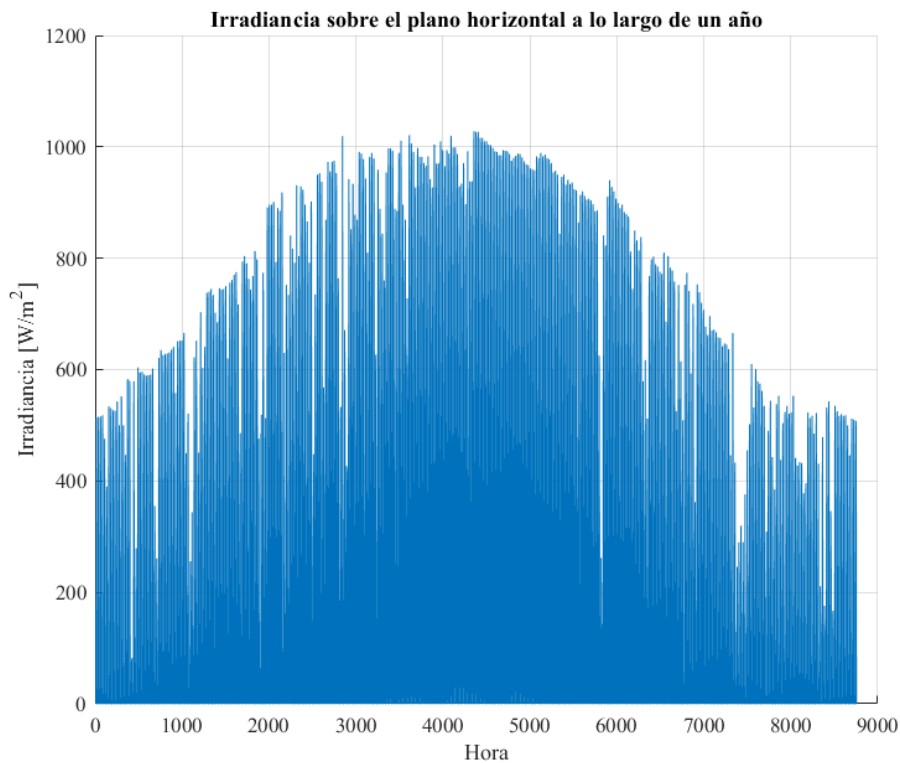


Ilustración 2-3: Irradiancia solar a lo largo del año.

Para determinar si la zona tiene una irradiancia solar considerable, se obtendrá el número de horas solares picos (2-5),  $n$ , mediante la irradiancia total anual  $G_{anual}$  y la irradiancia equivalente  $G_{eqv} = 1000 \frac{W}{m^2}$

$$n = \frac{G_{anual}}{G_{eqv}} \quad (2-5)$$

Obteniéndose un valor  $n = 1911 \text{ heqv}$ , valor que demuestra que la ubicación tiene un potencial fotovoltaico alto.

Los datos de irradiancia se han obtenido para un plano horizontal, ya que de momento se desconoce el plano donde se debería de estudiar, la inclinación del modulo fotovoltaico a instalar de momento no se ha obtenido. Para corregir lo mencionado previamente, se calculará la irradiancia el plano inclinado, mediante la irradiancia en el plano horizontal y el factor  $K$ , el cual representa el cociente entre la energía total incidente en un día sobre una superficie orientada hacia el ecuador e inclinada un determinado ángulo, y otra horizontal. Dicho coeficiente es un dato tabulado que depende de la longitud y del día del año [12].



# 3 ANÁLISIS DEL PARQUE EÓLICO EXISTENTE

---

Como ya se indico en la introducción de este documento, se analizará un parque eólico ya existente (Doña Benita Cuellar), por lo que se está ante un parque ya dimensionado, construido y operativo. A raíz de este hecho, se ha optado por hacer el modelo de una forma lo más realista posible, respetando el dimensionamiento ya existente del mismo.

## 3.1 Características parque eólico.

Este parque eólico[13], tiene una potencia nominal de  $P_N$  32 MW, con dieciseis aerogeneradores, distribuidos en dos filas de seis aerogeneradores, tal y como se ve en la Ilustración 3-1.

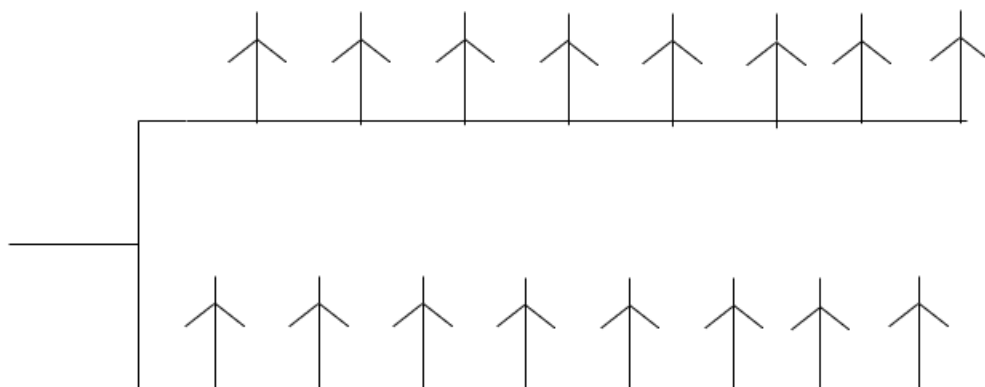


Ilustración 3-1: Distribucción de los aerogeneradores.

### 3.1.1 Aerogenerador.

El aerogenerador,[14], ha sido fabricado por la empresa GAMESA, correspondiendo a una turbina eólica G87/2000, de potencia nominal 2 MW, un diametro de sus palas de 87 metros, con una altura de 100 metros. En la Ilustración 3-2, se puede ver la curva de potencia de la turbina, se aprecia que sus velocidades de corte son de  $3 \frac{m}{s}$  y  $25 \frac{m}{s}$ , y su velocidad nominal es de  $14 \frac{m}{s}$ .

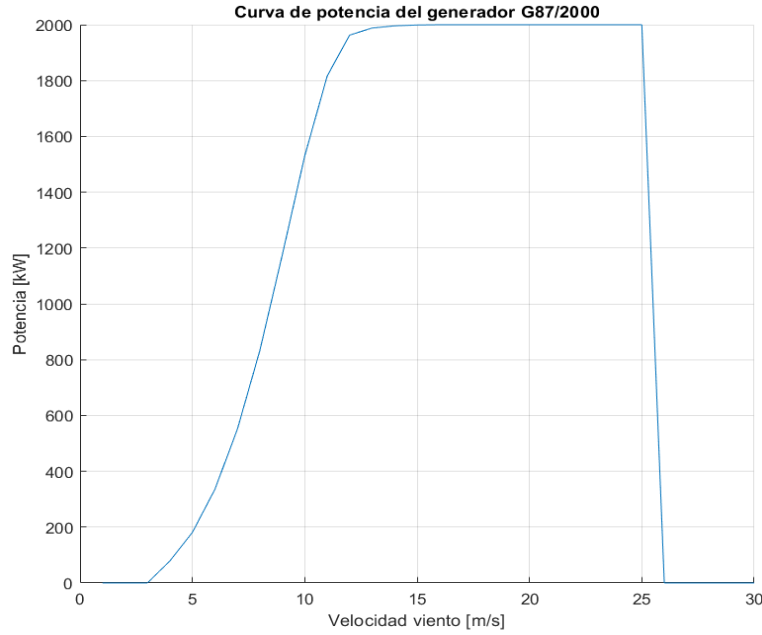


Ilustración 3-2: Curva de potencia la turbina eólica G87/2000.

Para obtener la potencia que genera el aerogenerador durante su funcionamiento, se usará la velocidad  $v$ , y la curva de potencia del aerogenerador Ilustración 3-2.

### 3.2 Producción parque eólico.

Para la producción del parque eólico, se ha modelado de forma simplificada el efecto estela, ya que este provocará una disminución de la velocidad del viento, que puede provocar, según el punto de funcionamiento en el que esté, una disminución de la potencia generada, quedando la velocidad de la segunda fila,  $v^*$  (3-1)

$$v^* = r^{(F-1)} v \quad (3-1)$$

Siendo  $r = 1 - \text{efecto estela}$ , donde se ha tomado como efecto estela un valor típico, 10%, y siendo F la fila en la que se analiza la velocidad, en este caso como solo se tienen dos filas, por lo que F valdrá 1 para la primera y 2 para la segunda.

Una vez obtenidos  $v$  y  $v^*$ , se tienen 8 generadores a una velocidad  $v$  y otros 8 a una velocidad  $v^*$ , por lo que se pueden obtener la potencia generada de cada fila, mediante la Ilustración 3-2. Obteniéndose en este caso como potencia total del parque para una velocidad  $v$  (3-2)(3-2)

$$P_T(v) = 8 p(v) + 8 p(v^*) \quad (3-2)$$

Una vez obtenido la potencial total del parque para toda la serie  $v$ , se obtendrá la energía producida en un año, siendo esta  $E_T = 1,32 \cdot 10^8 \frac{kWh}{año}$ .

Una vez calculada la energía que se produce a lo largo de un año, se analizará el factor de capacidad (3-3), y el número de horas equivalentes a plena carga, (3-4)

$$FC = \frac{E_T}{(P_N 8760)} \quad (3-3)$$

$$NHE = FC 8760 \quad (3-4)$$

Se obtienen unos parámetros de  $FC = 47\%$  y de  $NHE = 4117,6 \text{ heq}$ . Estos factores son importantes, pues indican el porcentaje de tiempo que la planta estará operativa, a más alto sean, más potencia será inyectada a la red.

Por último, en la Ilustración 3-3 se puede ver la distribución de la producción eólica durante el año, donde se puede observar que en los meses de invierno ésta es ligeramente superior.

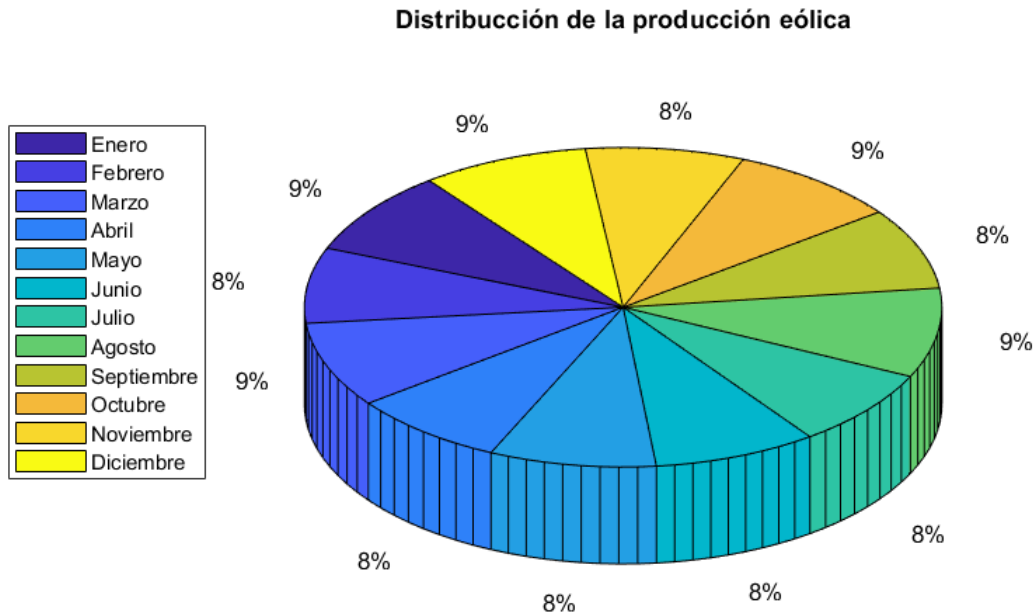


Ilustración 3-3: Distribución de la producción eólica

### 3.3 Modelo de costes parque eólico.

En este apartado, se calcularán los precios de instalación y de operación y mantenimiento. Una vez calculados dichos precios, se procederá a calcular el LCOE (Levelized cost of energy), el cual indicará el precio de producción de la energía eléctrica.

En un primer lugar se calculará el coste de instalación del parque eólico, para ello, se utilizará un precio que englobe las diferentes operaciones de instalación y adquisición del mismo,  $C_{ins}^W = 1673 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$ , [14], por lo que teniendo en cuenta que la potencia de la instalación es de  $32\,000 \text{ kW}$ , se tiene una inversión inicial  $C_{ins}^W = 53.536.000 \text{ €}$

A continuación, se calcularán los costes de operación y mantenimiento, se volverá a emplear un precio que englobe todas las operaciones, [14],  $C_{O\&M}^W = 56 \frac{\text{€}}{\text{kW año}}$ , por lo que se tendrá un coste de mantenimiento y operación de  $C_{O\&M}^W = 17.920.000 \frac{\text{€}}{\text{año}}$ .

En lo relativo a los gastos de operación y mantenimiento, O&M, el 75 % de estos gastos son destinados al mantenimiento y reparaciones del aerogenerador, englobándose en este aspecto, la inspección bianual que requiere el aerogenerador, el mantenimiento preventivo, pruebas de seguridad entre otros gastos.

El 15 % restante, se emplea en dirección técnica y de operaciones, (seguimiento y reportes del parque, conexión a red...) y la dirección comercial, (finanzas, impuestos, contabilidad...).

Una vez se tienen los precios, se calculará el LCOE, (3-5), para un tiempo de vida  $TV = 20$  años, y con un interés  $i = 5\%$ .

$$LCOE = \frac{C_{ins} + \sum_{k=1}^{TV} \left( \frac{C_{ins}}{(1+i)^k} \right)}{\sum_{k=1}^{TV} \left( \frac{E_T}{(1+i)^k} \right)} \quad (3-5)$$

Con los datos expuestos a lo largo de proyecto se tiene un LCOE de  $0,04620 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$



# 4 DIMENSIONAMIENTO FOTOVOLTAICO

En este apartado, se comenzará con el cálculo del dimensionamiento. Puesto que el campo fotovoltaico se añadirá al parque eólico, en un proceso de hibridación, se deberá dimensionar mediante un criterio económico. Por lo que en esta sección se dimensionará una hilera del campo fotovoltaico y en el apartado siguiente se determinará el número de hileras que se usaran.

## 4.1 Dimensionamiento hilera.

Para comenzar a dimensionar la hilera, lo primero que se debe hacer es seleccionar el inversor y el módulo fotovoltaico a instalar, en este caso se ha seleccionado el modelo JAM72S20465/MR como módulo fotovoltaico, Tabla 1 y como inversor el modelo 100 TL, Tabla 2.

Parametros eléctricos (STC)	
Potencia nominal ( $P_{nom}$ )	465 W
Tensión máxima ( $V_{max}$ )	1500 V
Tensión de circuito abierto ( $V_{oc}$ )	50,15 V
Tensión mpp ( $V_{mpp}$ )	42,43 V
Intensidad de cortocircuito ( $I_{sc}$ )	11,49 A
Intensidad máxima ( $I_{max}$ )	10,96 A
$\alpha$	0,044% / °C
$\beta$	-0,272 % / °C
$\gamma$	-0,350 % / °C

Tabla 1: Datos modulo

Parametros eléctricos	
Rango de potencias de entrada	101,2-145 kWp
Rendimiento	0,9875
Rango de tensiones máximas ( $V_{mpp}$ )	570-850 V
Voltaje máximo	1100 V
Intensidad máxima	185 A
Intensidad de cortocircuito	240 V

Tabla 2: Datos inversor.

Una vez elegidos el tipo de módulo y de inversor, se dimensionará la hilera, para ello se deberá comprobar que el inversor y los módulos aguantan los parámetros límites, (4-1) para ello se deberá calcular cuantos módulos en serie y en paralelo se pueden poner en cada inversor, para ello se usarán los datos de la Tabla 1 y de la Tabla 2, las temperaturas máximas y mínimas históricas de la ubicación.

$$\begin{aligned}
 I_{sc_{tmax}} &= I_{sc} + \alpha (T_{max} - 25) \\
 I_{max_{tmax}} &= I_{mpp} + \alpha (T_{max} - 25) \\
 V_{oc_{tmin}} &= V_{oc} - \beta (T_{min} - 25) \\
 V_{mpp_{tmin}} &= V_{mpp} - \beta (T_{min} - 25) \\
 V_{mpp_{tmax}} &= V_{mpp} - \beta (T_{min} - 25)
 \end{aligned}
 \tag{4-1}$$

Una vez calculados dichos valores, se obtiene que el inversor soporta 16 módulos en paralelos y 19 en serie, y que además el módulo aguanta la tensión de 19 modulos en serie ( $V_{max}$ ). Ahora se comprobará si con esta configuración se trabaja dentro del rango de potencia del inversor (4-2).

$$P_{rango} = N_{serie} N_{paralelo} (P_{nom} \pm 5) \tag{4-2}$$

Dicho valor, opera dentro del rango del inversor, mostrado en la tabla 2.

En la Ilustración 4-1, se muestra un esquema de la distribución de dicha hilera.

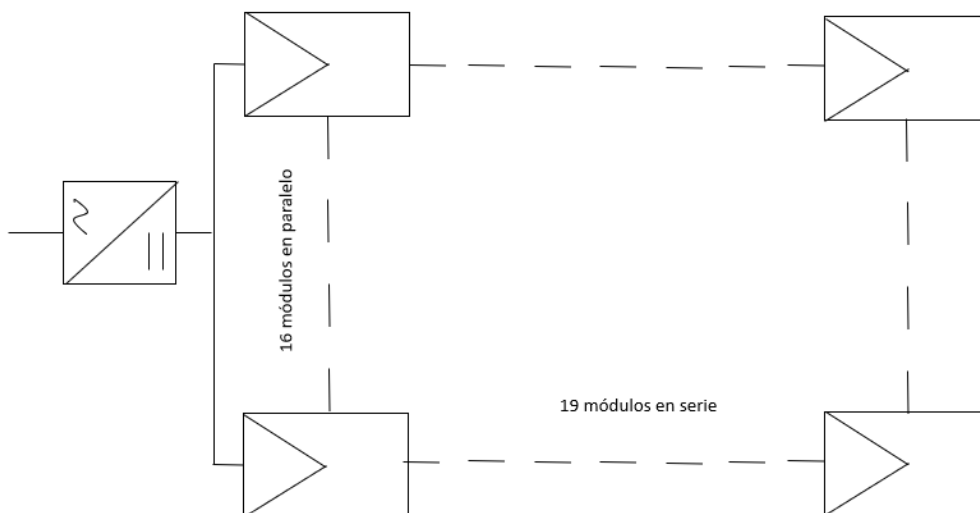


Ilustración 4-1: distribución de la hilera.

## 4.2 Optimización del grado de inclinación del módulo.

Para optimizar la producción de energía, se debe ajustar la inclinación de los módulos, para ello, se ha corregido la radiación en el plano horizontal mediante el factor de corrección  $K$ , [12]. Puesto que cada factor  $K$ , va asociado a una inclinación y día, se ha simulado irradiancia incidente para cada una de las inclinaciones, como se muestra en la Ilustración 4-2, y se tomara por inclinación óptima la que produzca mas energía, resultando en este caso la inclinación de  $27^\circ$ . Este resultado, era de esperar, ya que el IDAE indica que para una instalación conectada a red de regimen anual, la inclinación óptima es diez grados inferior a la latitud de de la ubicación [15]

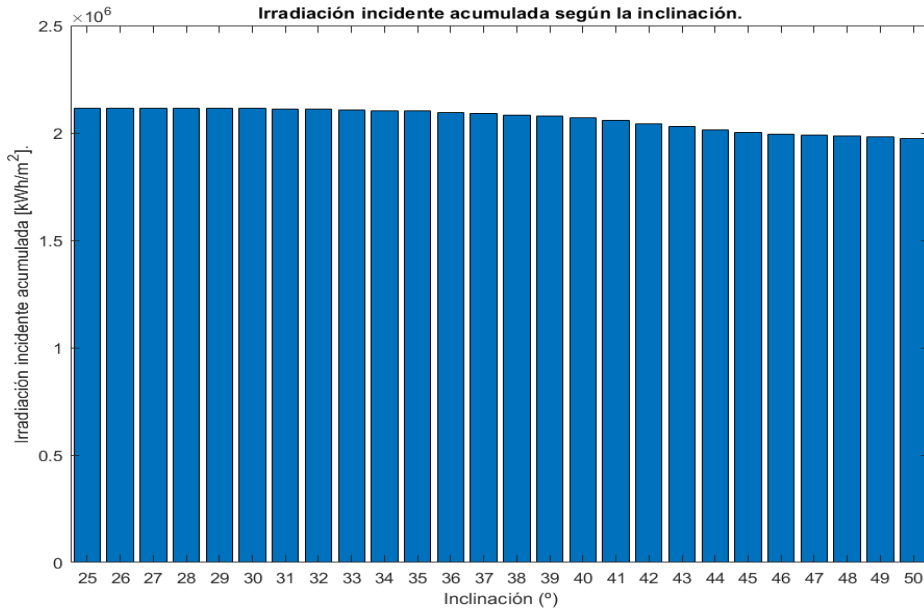


Ilustración 4-2: Irradiación incidente acumulada según la inclinación.

### 4.3 Separación mínima entre módulos.

Con el fin de minimizar las pérdidas por sombras, se distanciarán las filas del campo fotovoltaico, siguiendo la recomendación del IDAE, *la distancia entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo de altura h que pueda proyectar sombras, se recomienda que sea tal que se garanticen al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno*. Para calcular dicha distancia se empleará la ecuación (4-3) [15] obteniéndose un valor de 2,25 metros.

$$d = \frac{1}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} \quad (4-3)$$

### 4.4 Cálculo energía producida.

Para el cálculo de la energía producida, se calculará en un primer lugar la potencia, siguiendo el método descrito en [15].

En un primer lugar, se debe calcular la potencia de salida de los paneles fotovoltaicos (4-4).

$$P_{ccpv}(t) = P_n \frac{R_0(1 - \gamma(T_c(t) - 25))E(t)}{1000} \quad (4-4)$$

Donde  $E(t)$  es la irradiancia incidente en una determinada hora del año,  $T_c(t)$  es la temperatura de la célula, definida por (4-5), donde TONC es la temperatura de operación nominal del módulo.

$$T_c(t) = T_{amb}(t) + \frac{(TONC - 20)E(t)}{800} \quad (4-5)$$

Donde  $R_0$  es el rendimiento, que incluye los porcentajes de pérdidas debidas a que los módulos fotovoltaicos, (4-6).

$$R_0 = (1 - L_{pol})(1 - L_{dis})(1 - L_{ref}) \quad (4-6)$$

Donde  $L_{pol}$  son las pérdidas de potencia debidas al polvo,  $L_{dis}$  las de de potencia por dispersión de parámetros

entre módulos  $L_{ref}$  de potencia por reflectancia angular espectral. Al no disponer para estos parámetros de datos más precisos se emplearán los valores tabulados de [15], 0,3, 0,2 y 0,3 respectivamente.

Una vez se obtiene la potencia de salida de los paneles fotovoltaicos, se calculará la potencia de llegada al inversor, es decir se le tendrá que restar a la potencia de salida de los módulos las pérdidas de Joule.(4-7), donde se ha tomado como valor para  $L_{cab}$  de 0,98, ya que el IDAE especifica estas pérdidas como del 2%.

$$P_{cc_{inv}}(t) = P_{cc_{fov}}(t)(1 - L_{cab}) \quad (4-7)$$

Por último, se deberán tener en cuenta las pérdidas que se den en el inversor (4-8)

$$P_{ca_{inv}}(t) = P_{cc_{inv}}(t) \eta_{inv} \quad (4-8)$$

Tras realizar todos estos se obtiene que la hilera proporciona una energía de 248,4 MWh, aportando cada módulo 817,12 kWh.

Al igual que en el apartado anterior, se analizará el factor de capacidad (4-9), y el número de horas equivalentes a plena carga (4-10).

$$FC = \frac{E_T}{(P_N 8760)} \quad (4-9)$$

$$NHE = FC 8760 \quad (4-10)$$

Se obtienen unos parámetros de  $FC = 20,06\%$  y de  $NHE = 1.757,3 \text{ heq}$ .

Por último, en la Ilustración 4-3, detalla la producción energética en enero y en julio de un solo módulo, pudiéndose ver, como era de esperar gracias al estudio del apartado 2.2, que en el periodo estival la energía producida es mayor.

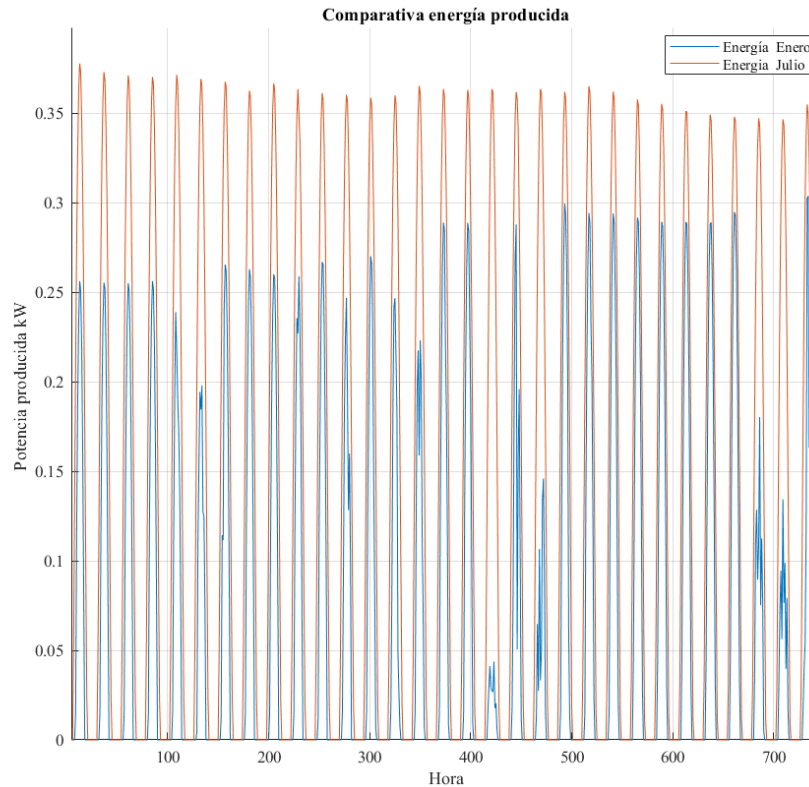


Ilustración 4-3: Comparativa entre enero y julio de un módulo pv de potencia 465 W.

#### 4.5 Modelo de costes.

Al igual que en el apartado anterior, se realizará un modelo de costes usando los precios por kWp instalado de IRENA,[14], en el capítulo 5, para dimensionar el campo fotovoltaico que hibridará el parque eólico, se desglosarán estos gastos.

Se calculará el LCOE de una sola hilera del parque fotovoltaico, y después se podrá realizar el cálculo proporcional de un campo compuesto por varias hileras.

En un primer lugar, se comenzará por los gastos de instalación, teniendo un precio de instalación y adquisición por cada kW nominal,  $C_{Ins}^{PV} = 900 \frac{\text{€}}{\text{kWp}}$ , y sabiendo que cada hilera tiene una potencia de 141,3 kW, se tiene una inversión inicial  $C_{Ins}^{PV} = 127.224 \frac{\text{€}}{\text{hilera}}$ .

A continuación, se calcularán los costes de operación y mantenimiento, se volverá a emplear un precio que englobe todas las operaciones,[14],  $C_{O\&M}^{PV} = 9 \frac{\text{€}}{\text{kW año hilera}}$ , por lo que se tendrá un coste de mantenimiento y operación de  $C_{O\&M}^{PV} = 1.272,24 \frac{\text{€}}{\text{año hilera}}$ .

Una vez que se tienen, los precios, se calculará el LCOE, (4-11), para un tiempo de vida  $TV = 20$  años, y con un interés  $i = 5\%$ .

$$LCOE = \frac{C_{ins} + \sum_{k=1}^{TV} \left( \frac{C_{ins}}{(1+i)^k} \right)}{\sum_{k=1}^{TV} \left( \frac{E_T}{(1+i)^k} \right)} \quad (4-11)$$

Con los datos previos se tiene un LCOE de  $0,04623 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$



# 5 DIMENSIONAMIENTO PARQUE HÍBRIDO

Puesto que se va a dimensionar un parque tipo bronwfield, el dimensionamiento se debe hacer sobre el campo fotovoltaico, con el objetivo de que conseguir un precio de producción de electricidad tan barato como sea posible, y un aumento en el factor de capacidad que se traduzca en una mayor estabilidad de la red. A continuación, se entrará más en detalle de los gastos que pueden compartir ambas instalaciones, la energía producida, LCOE, y el factor de capacidad obtenidos por este proceso.

## 5.1 Desglose de gastos del campo fotovoltaico.

En el apartado anterior, se vieron los gastos de adquisición e instalación y de mantenimiento de un campo fotovoltaico, a continuación, en la Ilustración 5-1 y en la Ilustración 5-2 se verán el desglose de los gastos de instalación y de operación y de mantenimiento, para después ver que gastos podrían suprimirse si se aprovechara los recursos de un parque eólico ya existente.

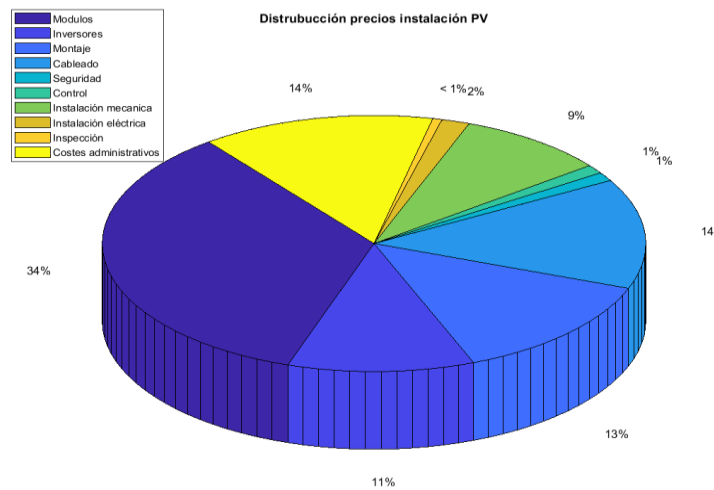


Ilustración 5-1: Desglose de los precios en parque fotovoltaico.

En la Ilustración 5-1, se puede apreciar el reparto de los gastos en la instalación de un campo fotovoltaico,[16], los gastos relativos a la instalación eléctrica, control, seguridad, cableado y administrativos pueden verse compartidos con un proceso de hibridación eólico-fotovoltaico, por lo que se tomará una reducción de costes sobre el total del 75 %.

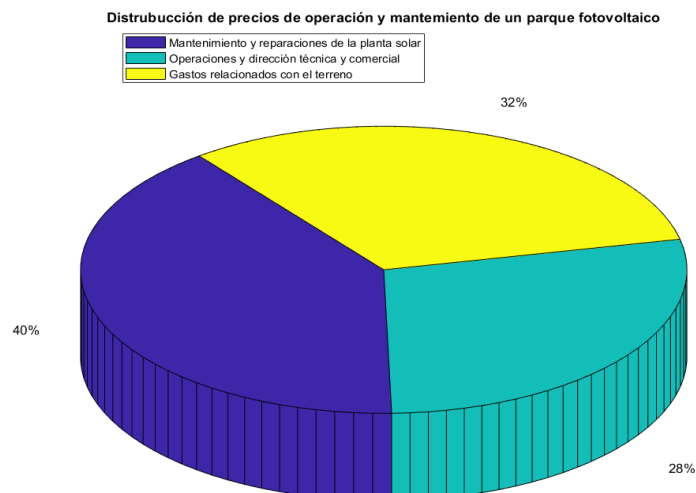


Ilustración 5-2: Desglose de los gastos O&M.

En la Ilustración 5-2, se puede apreciar el desglose de los gastos O&M, los cuales al igual que con los gastos de instalación y adquisición, se pueden ver compartidos con el parque eólico ya existente. En este caso, los gastos relativos a a inspección, matenimiento y reparaciones del campo fotovoltaico corresponden al 40%, las operaciones técnicas y comerciales (28%) serán las mismas en ambos casos y por lo tanto pueden llegar a compartirse. A diferencia de un parque eólico, el terreno donde se realiza la instalación requiere un mantenimiento y dicho mantenimiento supone un 32%. A raíz de estos datos, se ha considerado que el proceso de hibridación supondría una reducción del 28% en los gastos O&M.

## 5.2 Cálculo de energía en función del campo fotovoltaico.

Como consecuencia del proceso de hibridación, se sobredimensionará la potencia total del proyecto híbrido (potencia nominal del parque fotovoltaico más la potencia nominal de la planta eólica) con respecto a la potencia del punto de evacuación, imposibilitando el vertido en la red de toda la energía generada en ciertos momentos del año. Se ha tomado una potencia de 32 MW como límite en el punto de evacuación, (potencia del parque eólico existente) y en caso de que la potencia generada fuera mayor a este valor, se considerarán 32 MW evacuados y el restante vertido. Se ha calculado de forma independiente las potencias tanto eólica como fotovoltaica, para después ser sumadas y comparadas con el punto de evacuación.

En la Ilustración 5-3, se muestra la energía anual generada por el proyecto híbrido sin considerar la limitación de la subestación. En dicha ilustración se mantiene la potencia del parque eólico y se aumenta la potencia del parque fotovoltaico, pudiéndose apreciar como la energía generada crece de forma lineal con la ampliación del campo fotovoltaico.

La Ilustración 5-4 muestra el vertido que se da como consecuencia de considerar la limitación de la subestación. En este caso el comportamiento lineal no se repite, debido a que a medida que se aumente la potencia fotovoltaica instalada, se aumentarían las horas de saturación del nudo, y por lo tanto a medida que se incremente el campo fotovoltaico, el vertido aumentará de forma exponencial.

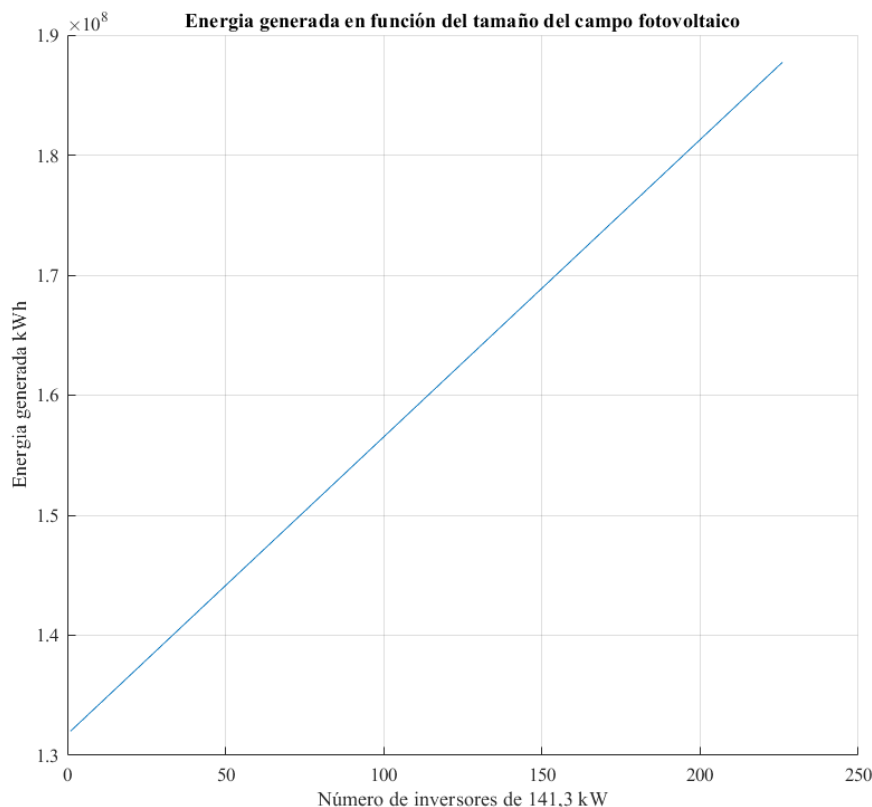


Ilustración 5-3: Energía generada según el tamaño del campo pv.



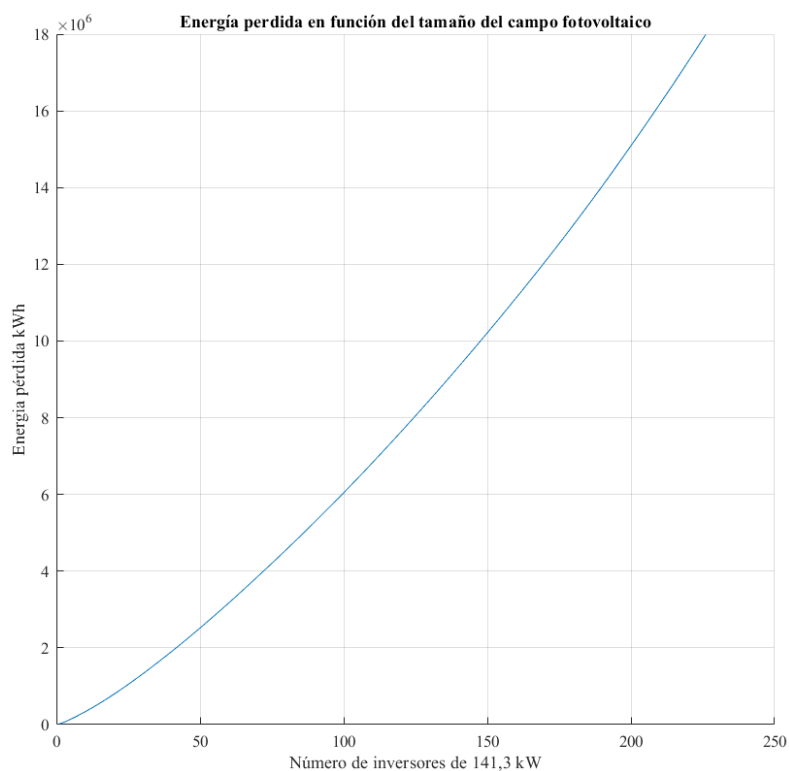


Ilustración 5-4: Energía perdida según la potencia del campo fotovoltaico.

Como resultado de Ilustración 5-3 y de Ilustración 5-4, se obtienen los resultados graficados en la Ilustración 5-5, en la cual se puede ver la cantidad de energía inyectada a la largo del año teniendo en cuenta la limitación del nudo. En esta ilustración se ve, como era de esperar, como se suaviza la pendiente de energía inyectada a la red a medida que se aumenta el campo fotovoltaico.

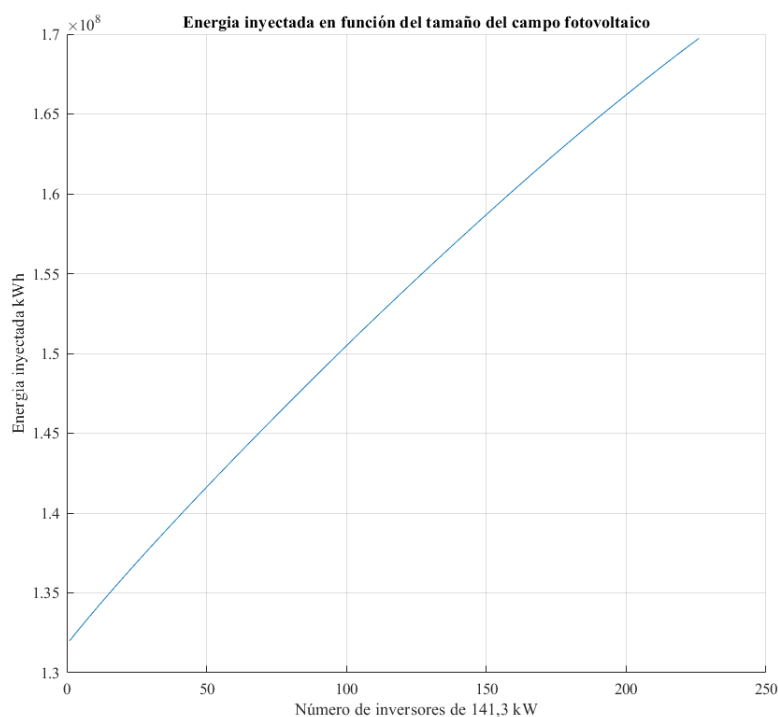


Ilustración 5-5: Energía inyectada según el campo pv.

En la Ilustración 5-6, se graficará el aumento del factor de capacidad del parque híbrido, y se puede ver como el aumento del mismo va decreciendo a medida que se instala una potencia fotovoltaica mayor, mismo comportamiento se ve en la Ilustración 5-7, donde se muestra el número de horas de equivalentes.

A la vista de los datos expuestos, se concluye que a medida que se aumente la potencia, la energía disponible para su venta es menor proporcionalmente con respecto a la total generada, lo cual tal y como se vera en el siguiente apartado.

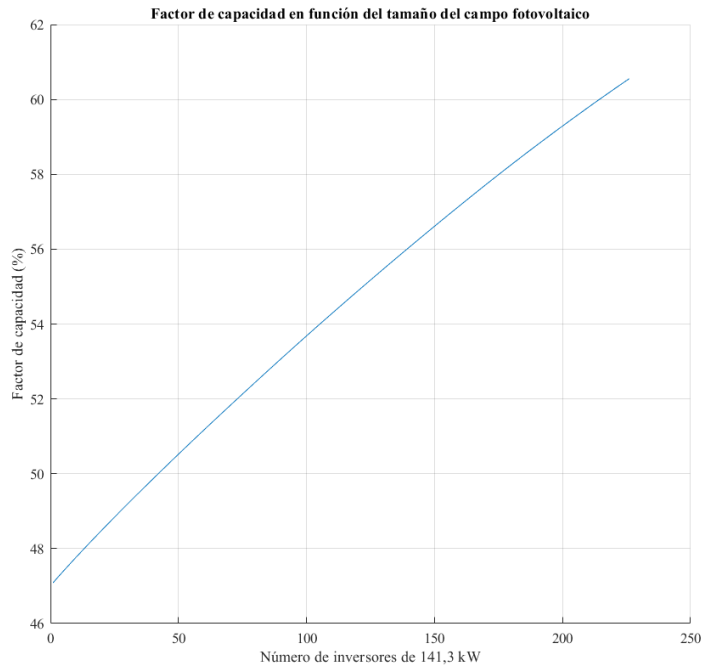


Ilustración 5-6: Factor de capacidad en función del tamaño del campo fotovoltaico.

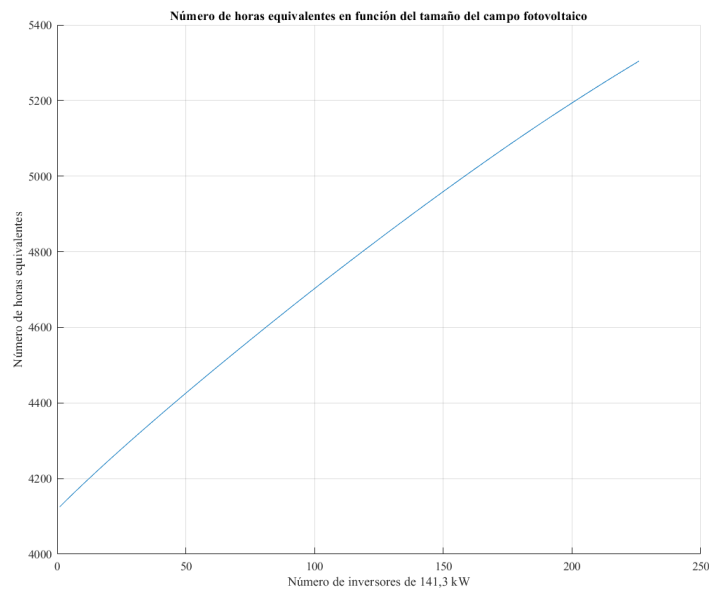


Ilustración 5-7: Número de horas equivalentes en función del tamaño del campo fotovoltaico.

### 5.3 Análisis económico y selección de la potencia fotovoltaica a instalar.

A partir de la energía calculada previamente para cada caso, se realizará el cálculo del precio LCOE respecto a un proyecto no híbrido, y se dimensionará el campo fotovoltaico para el caso que tenga un precio menor. En el caso del parque eólico se han mantenido los precios de vistos en la sección 3.3, y en el caso del parque fotovoltaico, se han tenido en cuenta los precios ya expuestos en 4.5 y se han aplicado las reducciones correspondientes vistos en el apartado 5.1.

Por proyecto no híbrido, se entiende a dos proyectos que trabajan de forma separada, con puntos de evacuación diferentes y sin compartir ningún tipo de gastos. En la Ilustración 5-8, se graficará el comportamiento de un

proyecto híbrido y otro sin hibridación, se puede apreciar como en el caso de un proyecto no híbrido. El LCOE de éste aumenta a medida que se aumenta el campo fotovoltaico, como consecuencia de aumentar el porcentaje de potencia fotovoltaica, la cual tiene un precio mayor. En el caso del parque híbrido, se puede ver como existe un comportamiento diferente. En el proyecto no híbrido el aumento del precio es lineal, en este caso no lo es, esto debido a la influencia del aumento del vertido de energía que se da en la planta, llegando este impacto a volver más caro un proyecto híbrido que uno no híbrido.

En la Ilustración 5-9, se puede ver el ahorro que supondría el proceso de hibridación, para dimensionar el campo fotovoltaico se usará el punto en el que el ahorro es mayor o en la que el LCOE es menor, en este caso la selección del campo es para un número de 47 inversores de 141,3 kW.

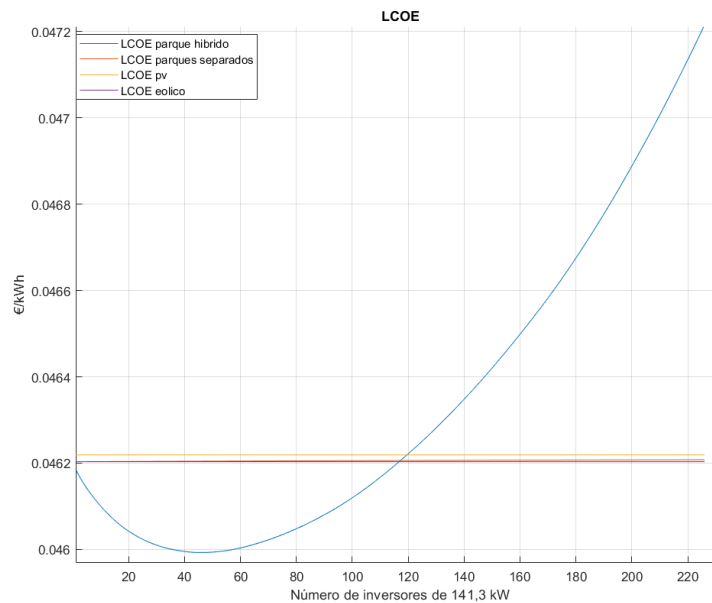


Ilustración 5-8: Comparativas LCOE.

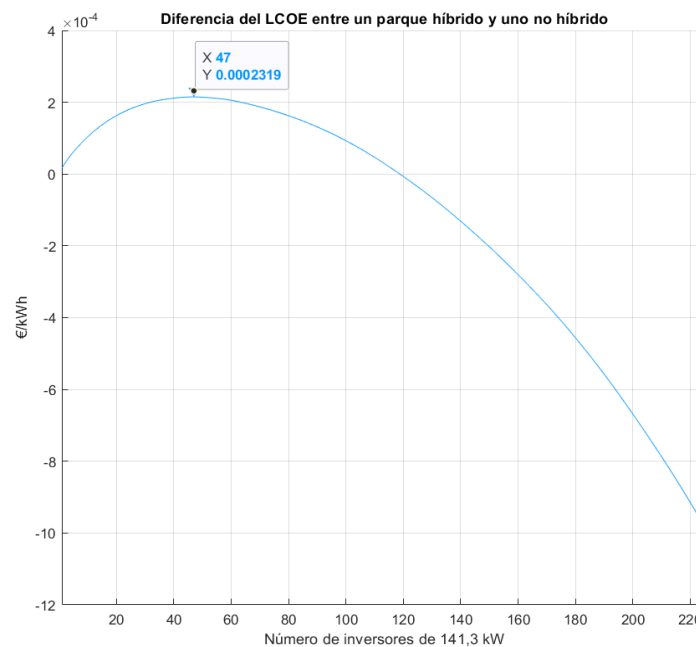


Ilustración 5-9: Diferencia entre el LCOE de un proyecto híbrido y uno no híbrido.

A la vista de los resultados expuestos, se ha decidido instalar 47 inversores de 141,3 kW, ya que el ahorro provocado por el proceso de hibridación es mayor y el LCOE está en la parte más baja, suponiendo este número de inversores una potencia pico fotovoltaica en el proyecto de 6,64 MW, es decir se ha añadido un 20,26 % de potencia fotovoltaica con respecto a la potencia eólica instalada.

## 5.4 Análisis y optimización del parque híbrido.

Una vez seleccionada la potencia del campo fotovoltaico, se procederá a analizar el principal problema del proyecto, la gran cantidad de vertidos que se producen, debido al sobredimensionamiento al que esta sometido el punto de evacuación. Para comenzar este análisis, en un primer lugar se vera el comportamiento del de la planta en junio y en diciembre.

En la Ilustración 5-10 y en la Ilustración 5-11 se puede observar que el excedente es mucho mayor en verano que en invierno, y que éste se acentúa en los momentos de medio día solar, como consecuencia lógica ya que como se ha expuesto en el apartado 2.2 la irradiancia es mucho mayor en el periodo estival, lo que se traduce en potencias mayores, se aprecia que en verano se obtiene el practicamente el cuádruple de potencia, y se tienen más horas de día por lo que a lo largo del día se dan más horas de producción fotovoltaica.

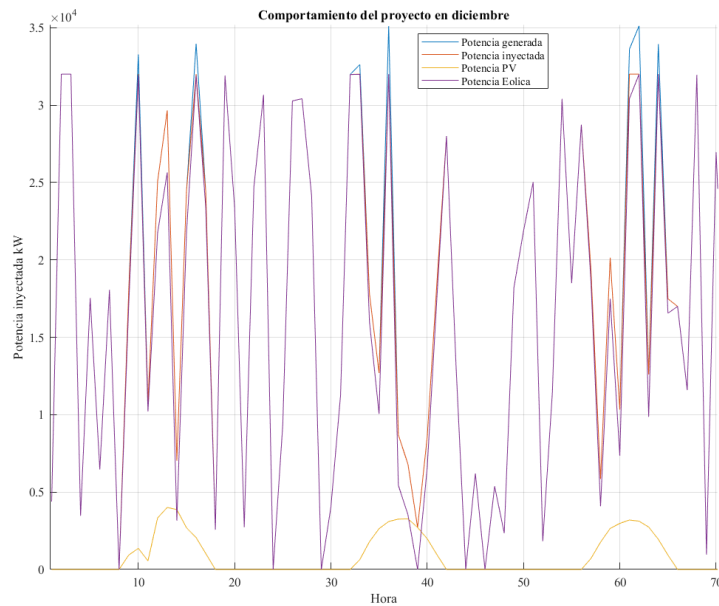


Ilustración 5-10: Comportamiento del proyecto en diciembre.

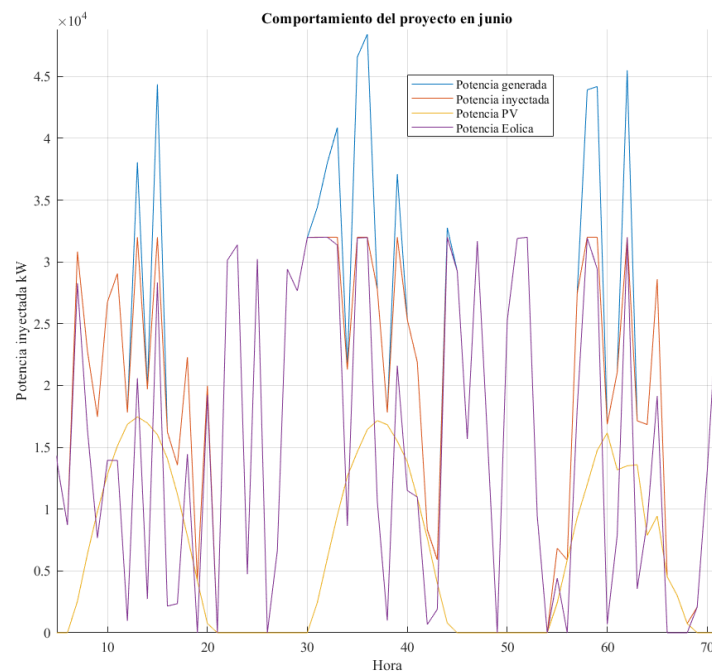


Ilustración 5-11: Comportamiento del proyecto en junio.

A raíz de estos resultados, resultará interesante analizar las pérdidas por vertidos mensuales que se dan sobre el total, Ilustración 5-12 (siendo las pérdidas totales de  $2,56 \cdot 10^6 \text{ MWh}$ ), se ve como en el periodo veraniego las pérdidas aumentan, como se razonó previamente, por lo que sería interesante un estudio sobre el periodo de diseño que se deberá favorecer la generación fotovoltaica e invierno en lugar del verano, y ver los resultados por si se llegará a importar a la red una cantidad mayor de energía con una variación el ángulo.

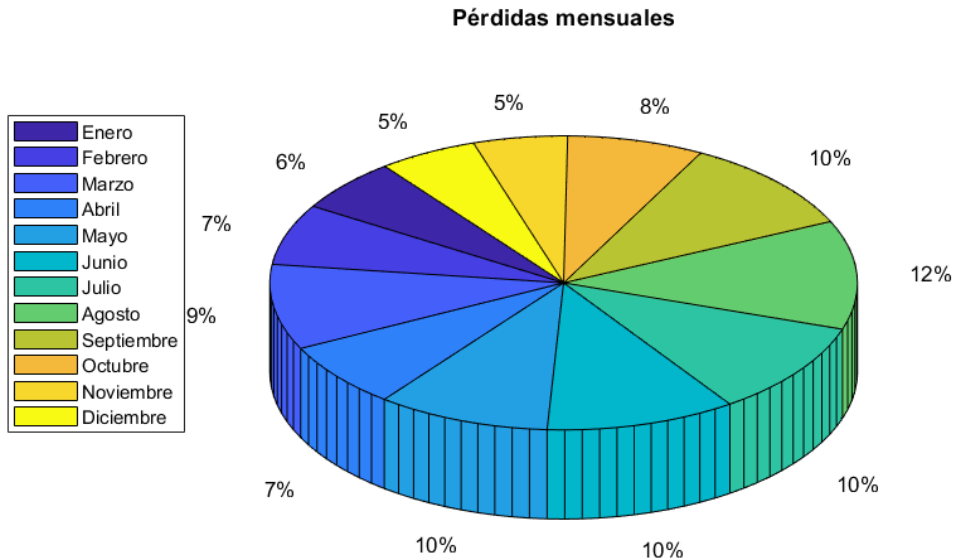


Ilustración 5-12: Pérdidas por meses.

A continuación, se repetirá el mismo proceso que en el apartado 5.2, pero en este caso con un campo fotovoltaico ya seleccionado, pero variando su comportamiento. Para favorecer otros momentos del año, se variará la inclinación del módulo, cambiando de esta forma la radiación incidente en el plano, y por lo tanto producción y la distribución de la misma.

En la Ilustración 5-13, se puede apreciar la energía que se puede inyectar a la red en función de la inclinación de los módulos, viendo como la inclinación óptima es de  $27^\circ$ . En la Ilustración 5-14 se puede ver como es el periodo anual es en el que más energía se produce, y aunque se den las mayores pérdidas, están son compensadas por su mayor generación.

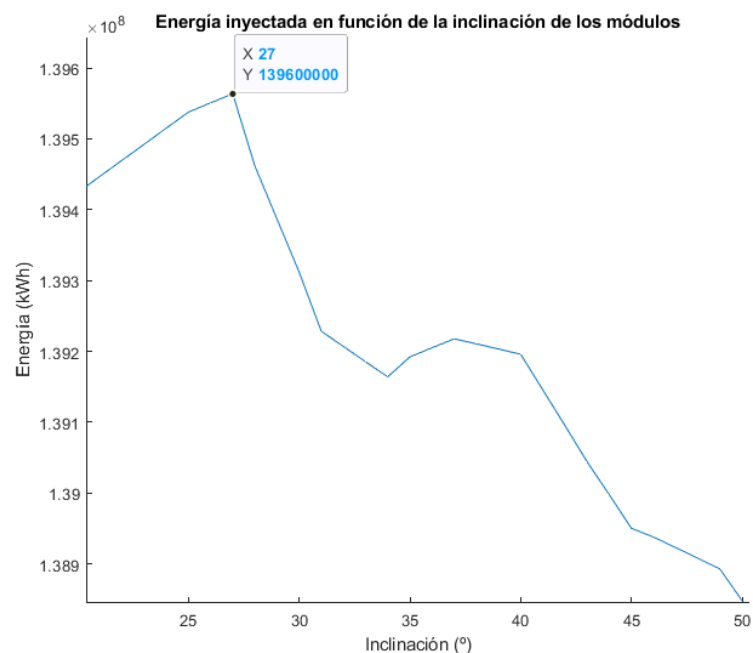


Ilustración 5-13: Energía inyectada a la red.

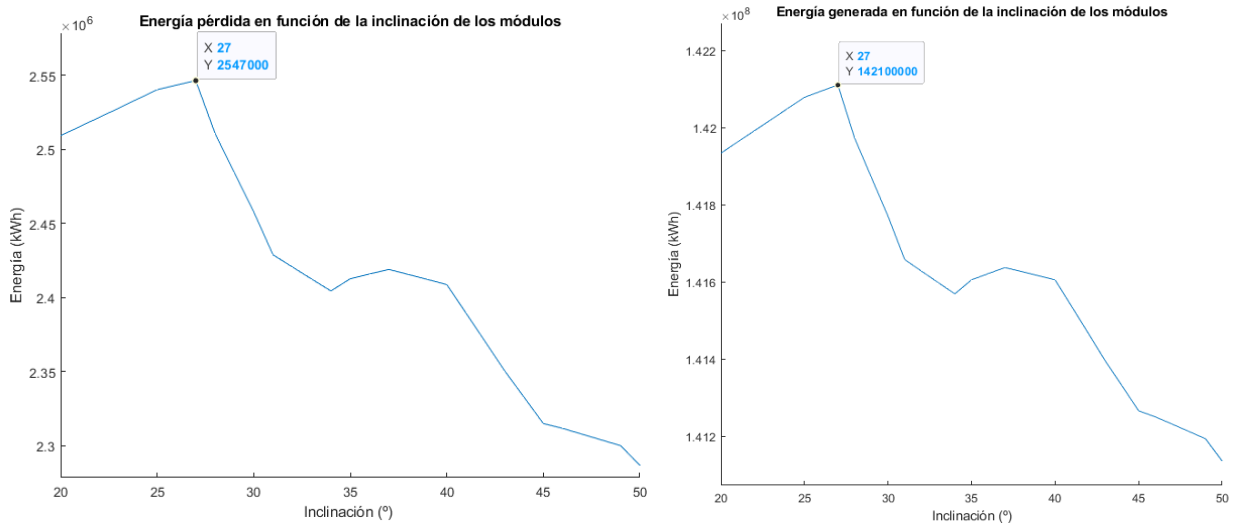


Ilustración 5-14: Energía pérdida(izq) y producida(der) en función de la inclinación de los módulos.

Aunque resulte un poco contradictorio, se ha visto que la inclinación que provoca mayores vertidos es también la que más energía inyecta a la red, esto es debido a que con esta inclinación se produce más energía fotovoltaica, por lo que el computo global es que se inyecta más energía a la red.

Volviendo a realizar un análisis LCOE, Ilustración 5-15, en este caso, se obtiene el mismo precio que previamente, como era de esperar ya que se obtiene la misma inclinación, lo cual lleva a la conclusión de que la inclinación del modulo debe ser de 27°.

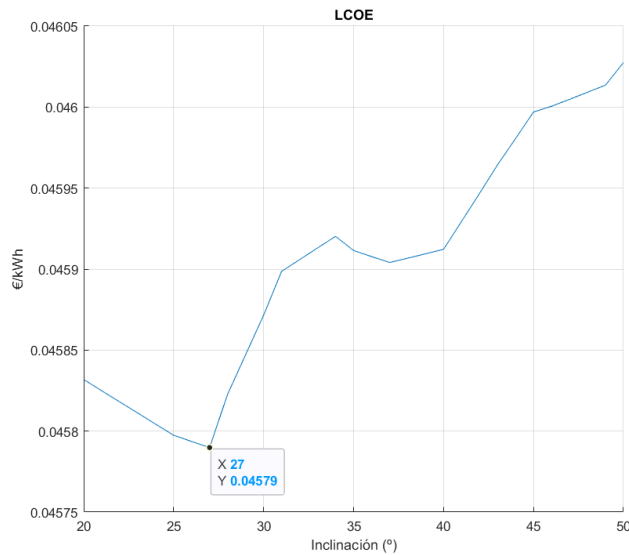


Ilustración 5-15: Variación del LCOE en función de la inclinación del módulo.

Los cambios de tendencia que se originan en la Ilustración 5-15, se debe al comportamiento visto en la Ilustración 5-13, ya que el LCOE depende de la energía inyectada a la red, pudiéndose apreciar como la Ilustración 5-15 tiene un comportamiento inverso a la Ilustración 5-13.

Una vez fijado el campo fotovoltaico, se tiene que el proyecto tiene un LCOE de  $0,04579 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$ , un factor de capacidad del 50,53 %, que se inyecta una energía de  $1,4 \cdot 10^8 \text{ MWh}$ , y se desecha una energía de  $2,5 \cdot 10^6 \text{ MWh}$ .

# 6 ESTUDIO EN DIFERENTES LOCALIZACIONES

En este capítulo, se repetirá el análisis empleado a lo largo de este documento, para comprobar la viabilidad de un proceso de hibridación en diferentes localizaciones nacionales, las cuales presentarán diferentes niveles de radiación y de potencial eólico. Los parques eólicos que se estudiarán en este apartado son:

- Parque eólico Sil Ampliación (1ª Fase), ubicado en Ourense.
- Parque eólico La Plata Ampliación, ubicado en Toledo.
- Parque eólico Valdeperondo, ubicado en Leon.

Una vez expuestos los parques eólicos a analizar, aclarar que el campo fotovoltaico que los hibridará, seguirá el procedimiento visto en el apartado 4.

## 6.1 Parque eólico Sil Ampliación.

Este parque eólico está situado en Ourense (Galicia), con una potencia nominal de 28 MW, compuestos por 14 turbinas de Gamesa de 2 MW cada una, y distribuidas en dos filas de 7 aerogeneradores.

### 6.1.1 Potencial eólico y fotovoltaico.

Se trata también de una de las ubicaciones con mayor potencial eólico en España, aunque ligeramente inferior al del emplazamiento analizado anteriormente en Jerez de la Frontera. El potencial fotovoltaico también es menor. Realizando el mismo análisis que en el apartado 2 del texto, se tiene un potencial eólico a lo largo del año de  $786,1 \frac{W}{m^2}$ , y en los meses de diciembre y julio de  $800,08 \frac{W}{m^2}$  y de  $657,42 \frac{W}{m^2}$  respectivamente. En la Ilustración 6-1 se ve ilustrado el potencial eólico existente en los meses de diciembre y de julio, y se puede observar como en diciembre este es mayor.

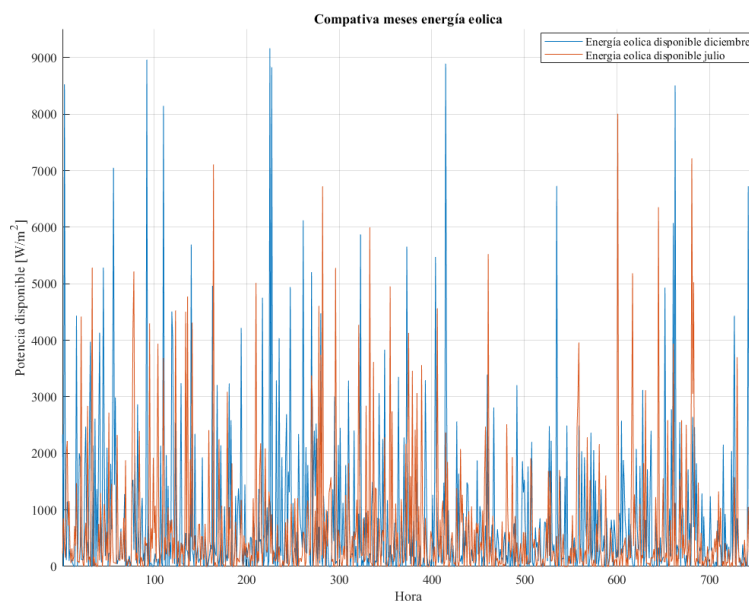


Ilustración 6-1: Comparativa entre la energía eólica disponible entre Julio y Diciembre.

En lo referente al potencial fotovoltaico, se han vuelto a obtener los datos de irradiación sobre el plano horizontal

de [10], y se han obtenido los datos representados en la Ilustración 6-2, en la cual se puede apreciar como el potencial fotovoltaico, tiene grandes las bajadas de irradiancia a lo largo del año, provocadas por el número mayor de días nublados que se dan.

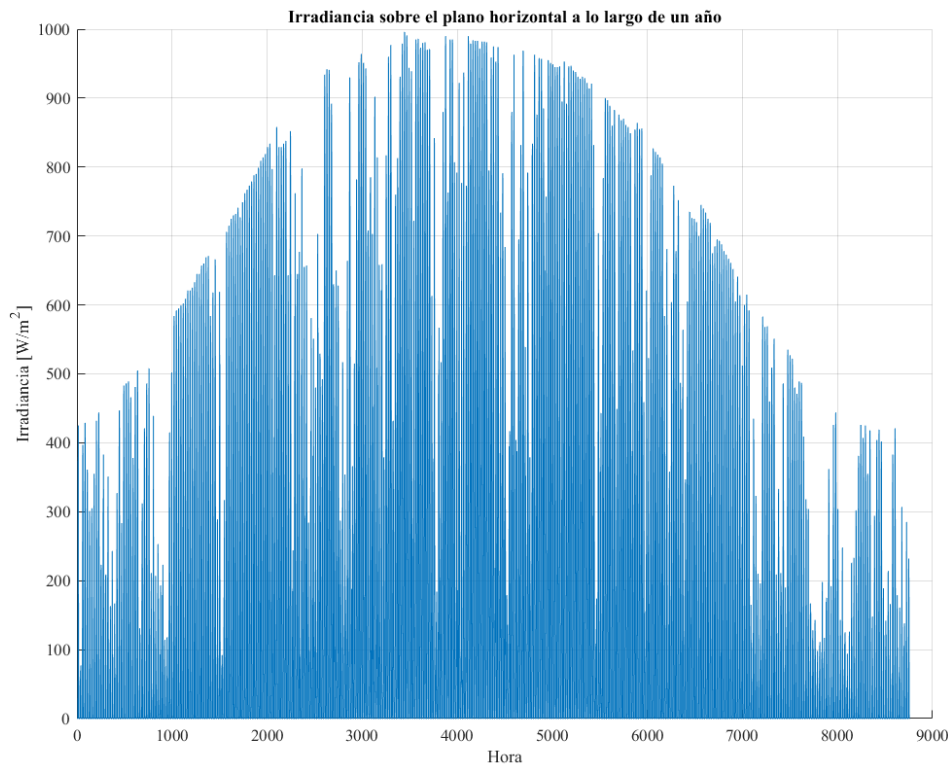


Ilustración 6-2: Irradiancia sobre el plano horizontal.

### 6.1.2 Análisis parque eólico y fotovoltaico.

Se ha calculado que el parque eólico actual tiene una producción anual de 102.858.875,36 kWh, con un factor de capacidad del 41.94 %, y que un solo módulo pv de 0,465 kW, producirá 689,07 kWh a lo largo del año, siendo su factor de capacidad del 16,92 %.

Se ha tomado como inclinación de los módulos 32°, siguiendo la recomendación vista en el IDAE.

Se ha decidido separar los módulos fotovoltaicos una distancia  $d = 2,90$  metros siguiendo el mismo criterio ya expuesto en 4.3.

Se ha comprobado que la distribución vista en la Ilustración 4-1, sigue siendo válida, es decir sigue operando dentro de los rangos de tensión, intensidad y potencia límites, para ello se han repetido los mismos cálculos vistos en el subapartado 4.1.

En la Ilustración 6-3, se puede que la producción es mayor en julio que en enero como era de esperar, pero tal y como se concluyó a la vista de la figura Ilustración 6-2, existirán varios días donde se de muy poca radiación en verano, esto se traducirá, tal y como se verá a posteriori en un LCOE para la tecnología fotovoltaica del que se obtuvo en el subapartado Modelo de costes.4.5.



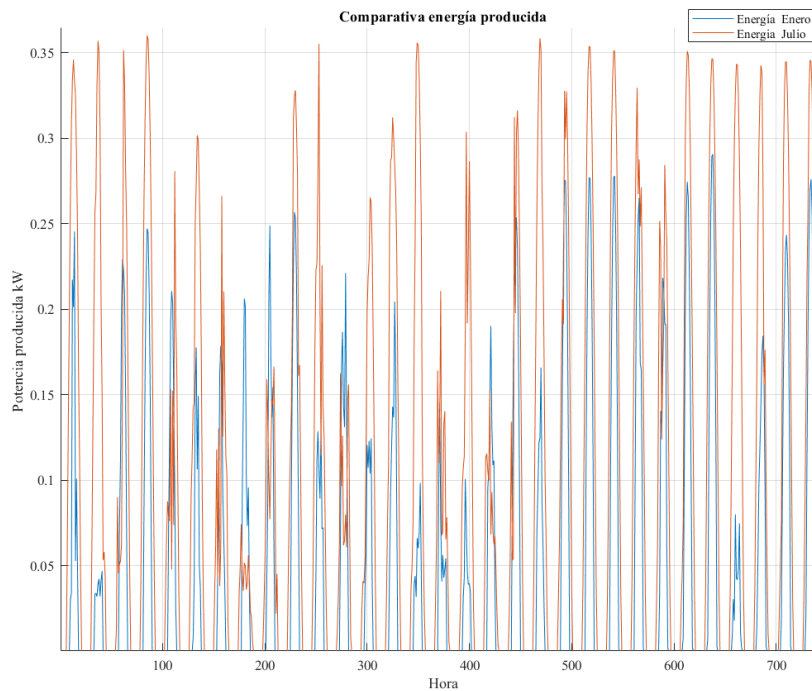


Ilustración 6-3: Comparativa de la energía producida entre Enero y Julio.

### 6.1.3 Dimensionamiento parque híbrido.

En este apartado, se volverá a realizar el mismo procedimiento que se ha realizado en el apartado 5.

Volviendo a realizar calcular los LCOE de un parque híbrido, no híbrido, fotovoltaico y eólico, se obtienen los resultados que se ven en la Ilustración 6-4. Se puede observar como en éste la igualdad de LCOE entre un proyecto híbrido y no híbrido se obtiene para una potencia instalada fotovoltaico mucho mayor que en el caso expuesto en la Ilustración 5-8, éste es debido a la menor energía que aporta el campo pv, ya que se tienen una radiación menor. También se refleja como el precio de un parque híbrido, nunca llegara a igualar al del parque fotovoltaico, pese a que su LCOE aumente debido a los excedentes, esto es debido a la gran diferencia de precios que se da para esta ubicación

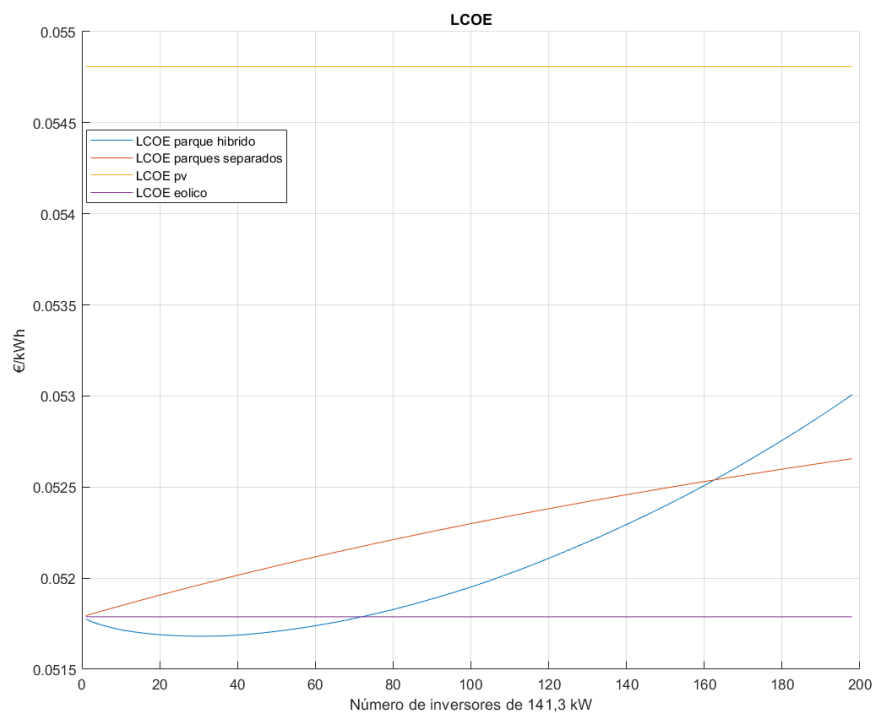


Ilustración 6-4: Comportamiento del LCOE según el tipo de instalación y potencia pv.

En la Ilustración 6-5, se puede la diferencia de precios entre un proyecto híbrido y uno no híbrido, dándose para un número de 72 inversores de 141,3 kW, lo que supone 10,8 MW, (un 36,35 % respecto a la potencia eólica) el mayor ahorro entre los dos proyectos.

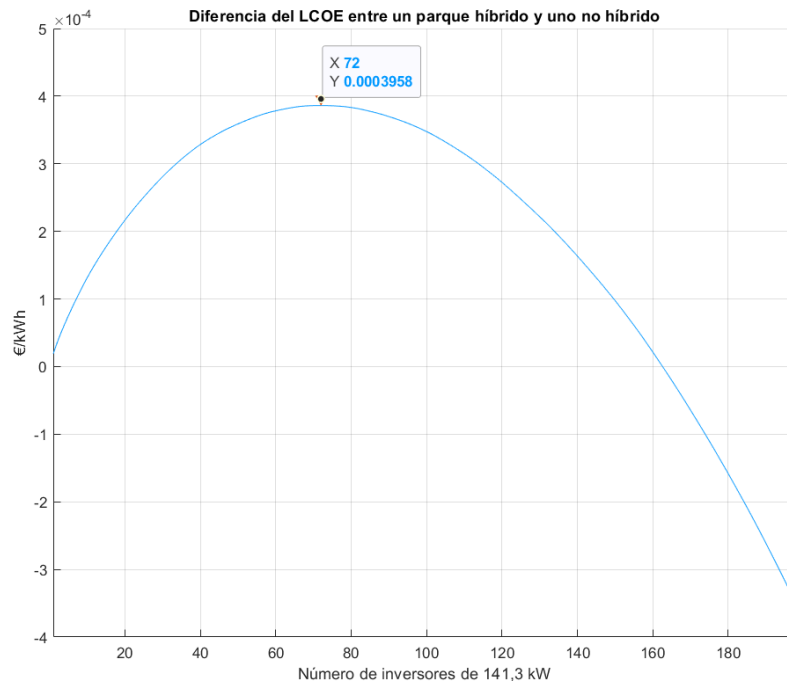


Ilustración 6-5: Diferencia del LCOE entre en proyecto híbrido y no híbrido.

Una vez seleccionada la potencia del campo fotovoltaico, se procederá a recalcular el LCOE del proyecto, mantenido fija la potencia y variando la inclinación de los módulos. En la Ilustración 6-6, se puede ver como se obtiene el LCOE mínimo para una inclinación de 30°, esto es debido a que esta inclinación favorece de una forma óptima la distribución de las pérdidas.

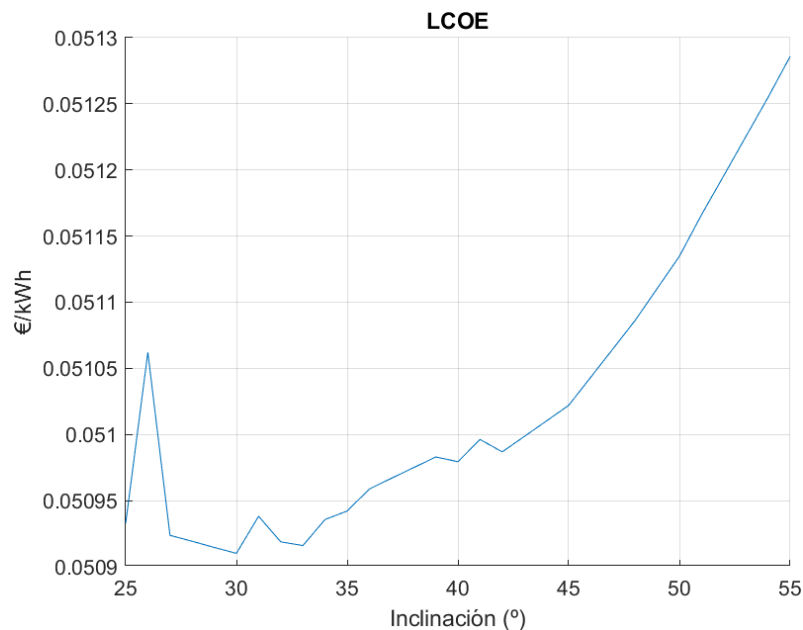


Ilustración 6-6: Variación del LCOE con respecto al ángulo de inclinación.

Tras realizar este proceso de hibridación, el proyecto contará con un factor de carga del 48,18 %, inyectará a la red 118.167.030 kWh anuales, y tiene un LCOE de  $0,051 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$ .

## 6.2 Parque eólico Valdeperondo.

Este parque eólico, situado en León (Castilal y León), tiene una potencia nominal de 48 MW, compuestos por 24 turbinas de Gamesa G90/2000 de 2 MW cada una.

### 6.2.1 Potencial eólico y fotovoltaico.

En este caso se está en una zona con un bajo potencial tanto eólico, siendo a lo largo del año de  $426 \frac{W}{m^2}$ .

En lo referente al potencial fotovoltaico, representado en la Ilustración 6-7, se puede apreciar que existen muchos días de baja irradiancia, lo cual se verá traducido a posteriori como una producción de energía menor.

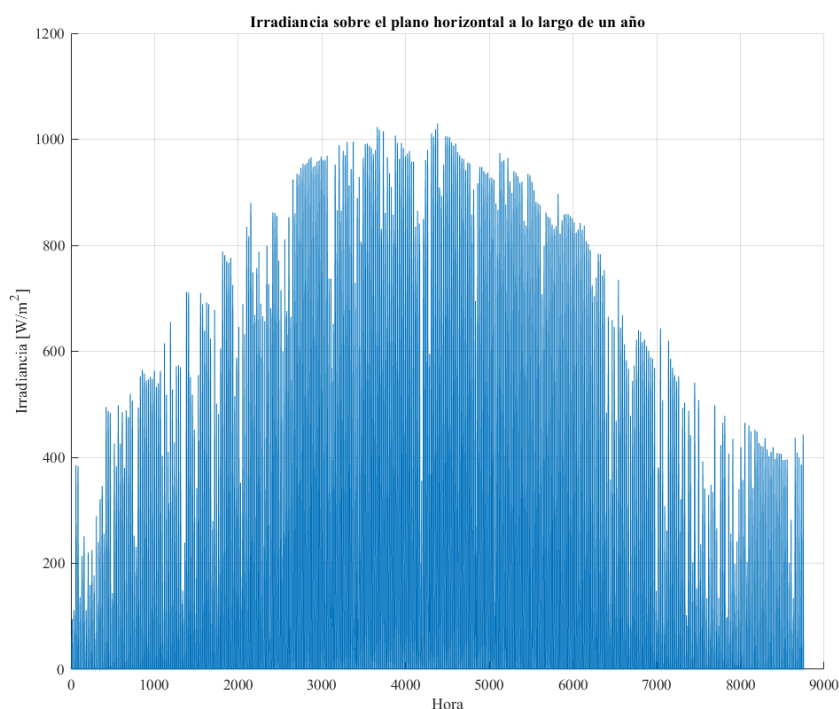


Ilustración 6-7: Irradiancia sobre el plano horizontal en León.

### 6.2.2 Análisis parque eólico y fotovoltaico.

Este parque eólico, tiene una producción de 118.950.368.54,36 kWh, con un factor de capacidad del 28,29 %, y en este emplazamiento modulo de 0,465 kW, tendrá 764,37 kWh, suponiendo un factor de capacidad del 18,76%.

Al igual que en el subapartado 6.2.2 se ha tomado como inclinación de los módulos 32°, debido a la recomendación del IDAE.

Se ha decidido separar los módulos fotovoltaicos una distancia  $d=2,90$  m siguiendo el mismo criterio ya expuesto en 4.3.

Se ha comprobado que la distribución vista en la Ilustración 4-1, sigue siendo válida, es decir sigue operando dentro de los rangos de tensión, intensidad y potencia límite, para ello se han repetido los mismos cálculos vistos en el subapartado 4.1.

### 6.2.3 Dimensionamiento parque híbrido.

En este apartado, se volverá a realizar la metodología realizada en el apartado 5.

Recalculando los LCOE en un parque híbrido, no híbrido, fotovoltaico y eólico, se obtiene la Ilustración 6-8 en la que se refleja como el precio de un parque híbrido, nunca llegara a igualar al de un proyecto no híbrido para un rango de potencias cuyo límite superior es la potencia nominal del parque eólico, para un mejor análisis se

ha optado por ampliar este rango hasta que el LCOE del proyecto híbrido supere al del no híbrido.

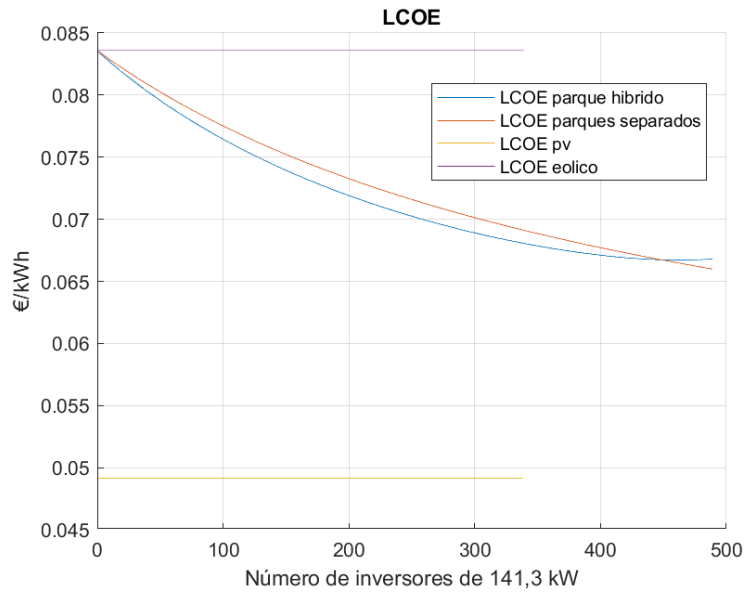


Ilustración 6-8: Comportamiento del LCOE según el tipo de instalación y potencia pv.

Este comportamiento es debido a que en esta ubicación no se tiene un gran potencial eólico, lo que conlleva que el parque eólico de forma independiente llegue en pocos momentos a lo largo del año a su punto de saturación en su nudo, dejándole un mayor espacio a la fotovoltaica para operar, se aprecia como no llegar a 447 inversores, un número muy superior a los 339 inversores que supondrían 48 MW (potencia nominal del parque eólico), no se alcanza un punto donde el LCOE del proyecto híbrido es menos beneficioso. En la Ilustración 6-9, se ve como el punto donde se consigue un mayor ahorro respecto a un proyecto híbridos y no híbrido, corresponde a un número de 174 inversores, lo que corresponde a 24,6 MW (51,24% respecto al total).

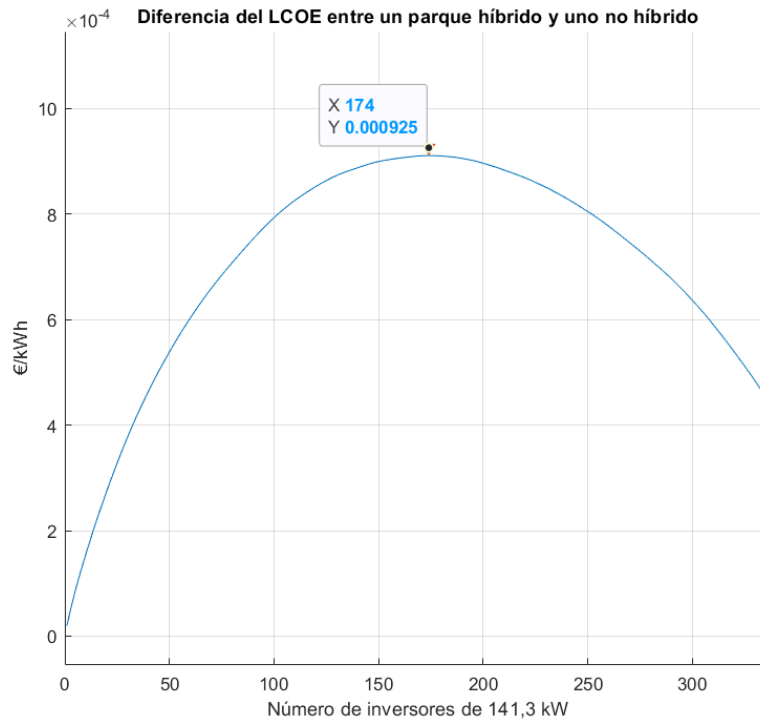


Ilustración 6-9: Diferencia del LCOE entre en proyecto híbrido y no híbrido.

En la Ilustración 6-10 y en la Ilustración 6-11, se puede ver como incluso dimensionado un parque fotovoltaico de más del 50% de la potencia pico eólica, se dan varios momentos en los que se opera a una potencia muy inferior a la nominal, incluso en el periodo estival, donde la radiación solar es mayor.

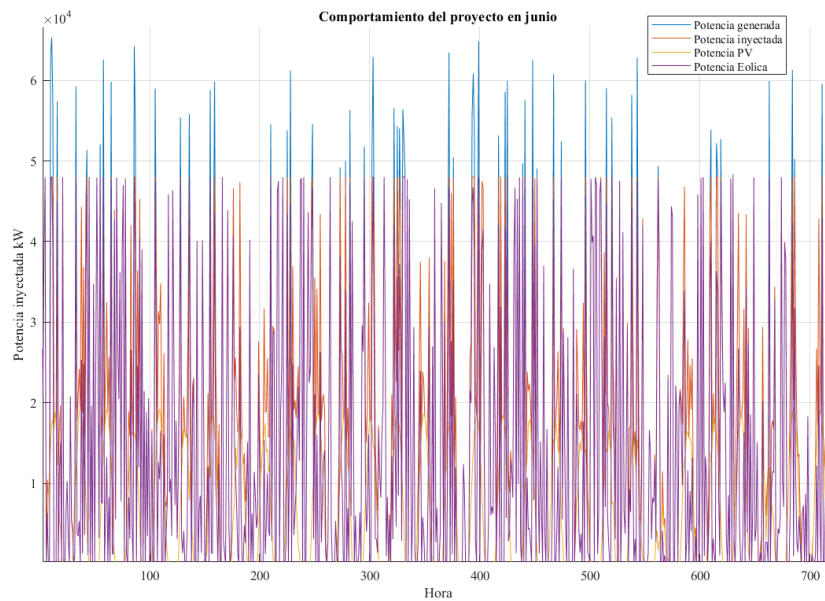


Ilustración 6-10: Comportamiento del proyecto en enero.

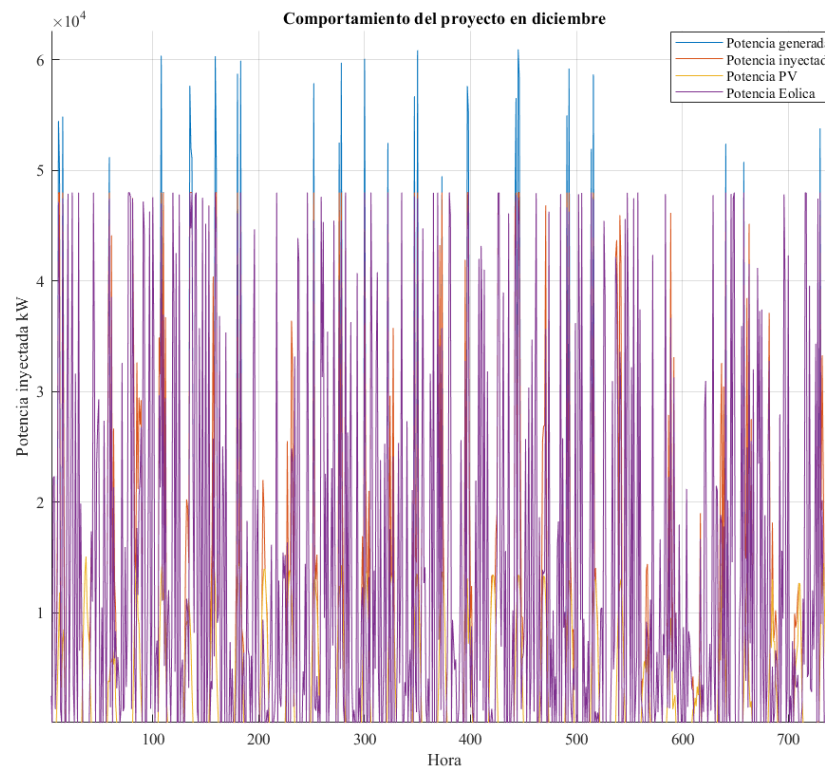


Ilustración 6-11: Comportamiento del proyecto en diciembre.

Estos resultados eran previsible, por dos motivos un factor de escala relativamente pequeño, el cual conlleva a un menor potencial eólico en esta ubicación, y el factor de capacidad tan pequeño que se daba en el parque eólica de esta ubicación. En la Ilustración 6-12, se ve con más detalle comportamiento del proyecto durante los primeros cuatro días de junio, pudiéndose apreciar que incluso aunque existan momentos donde la contribución fotovoltaica es cercana al 40 %, no se llega al punto de saturación del nudo.

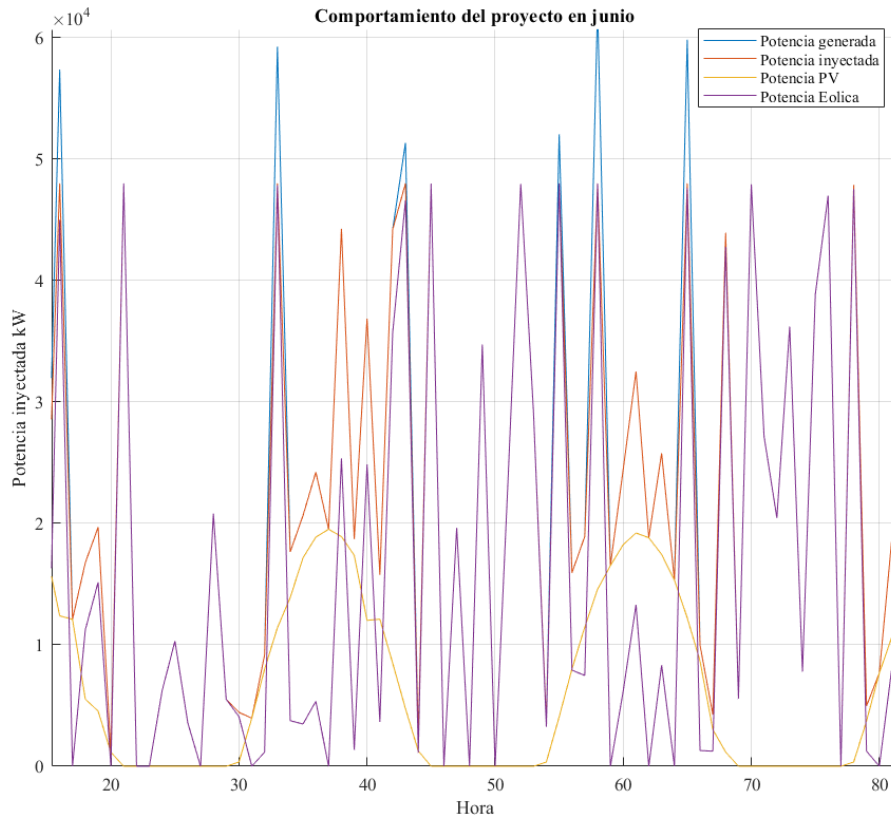


Ilustración 6-12: Comportamiento del proyecto en los 4 primeros días de junio.

En los meses de invierno, puesto que la contribución pv es incluso menor, se tendrán menos horas en las que el proyecto trabaje a la potencia nominal del punto de evacuación, y por lo tanto no existan pérdidas de energía, este comportamiento se ve reflejado en la Ilustración 6-13.

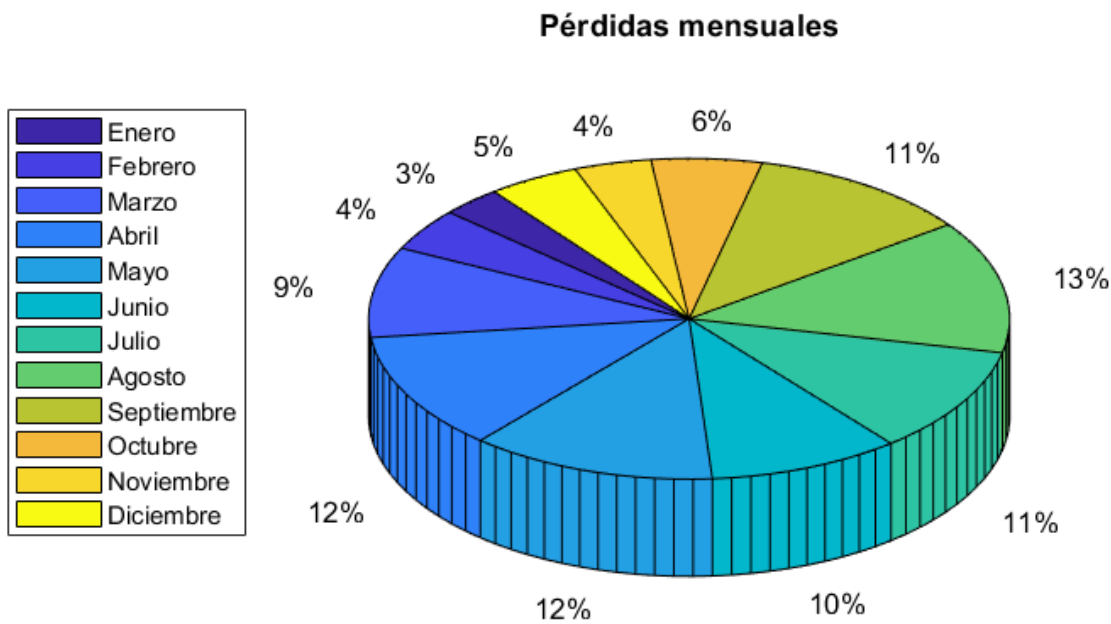


Ilustración 6-13: Porcentaje de pérdidas según el mes.

Debido a lo expuesto en estas últimas cuatro ilustraciones, este proyecto vera aumentado en un mayor porcentaje su factor de capacidad a medida que se aumente el campo fotovoltaico, en comparación con los dos proyectos previos.

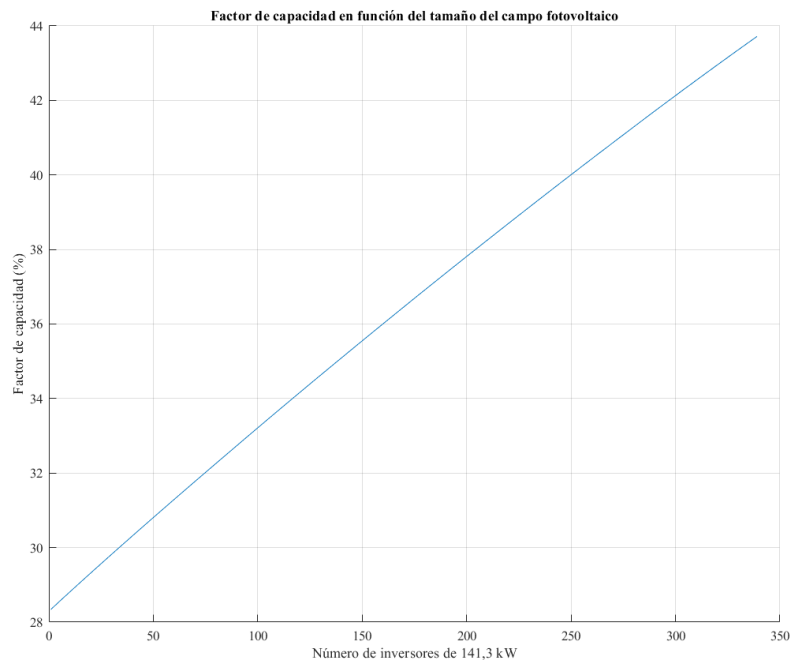


Ilustración 6-14: Factor de capacidad en función del tamaño del campo fotovoltaico.

Por último, se corregirá el ángulo de inclinación de la instalación fotovoltaica, con el objetivo de tener un LCOE tan bajo como sea posible Ilustración 6-15. Los cambios de tendencia que se originan se deben a la variación de la energía inyectada a la red.

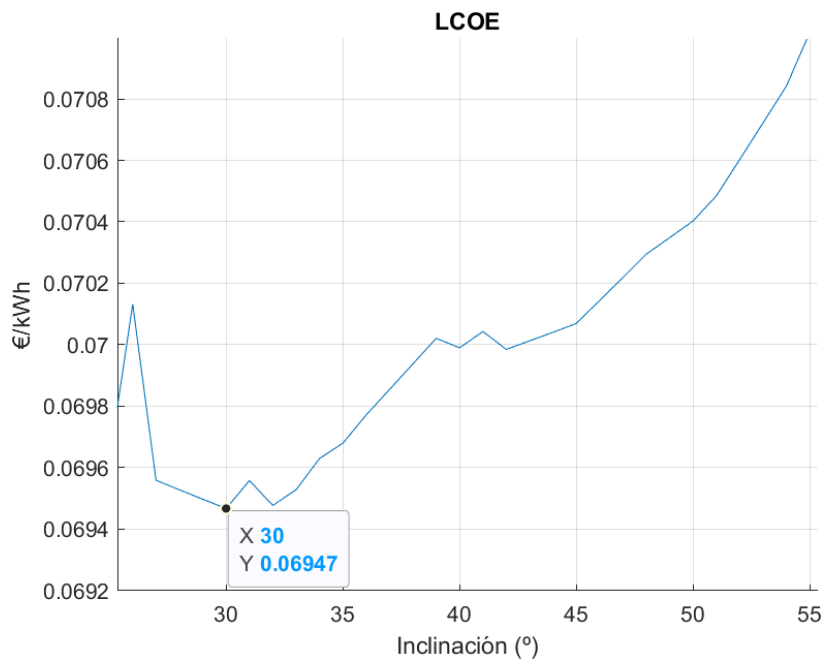


Ilustración 6-15: LCOE en función del ángulo.

Se obtiene el mejor LCOE para un ángulo de 30°, siendo este de  $0,069 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$ , además el proyecto contará con un factor de carga del 38,52 %, inyectará a la red 161.966.732,160 kWh anuales.

### 6.3 Parque eólico La Plata Ampliación.

Este último parque a analizar, situado en Toledo, España, está compuesto por 8 aerogeneradores GAMESA G58/2000, con una potencia nominal de 850 kW cada uno, suponiendo para el parque una potencia de 6,8 MW.

#### 6.3.1 Potencial eólico y fotovoltaico.

La ubicación seleccionada cuenta con un potencial eólico medio de  $535,56 \frac{W}{m^2}$ . En lo referente al potencial fotovoltaico, representado en la Ilustración 6-16 Ilustración 6-7, se ve que se esta en una zona de gran radiación solar.

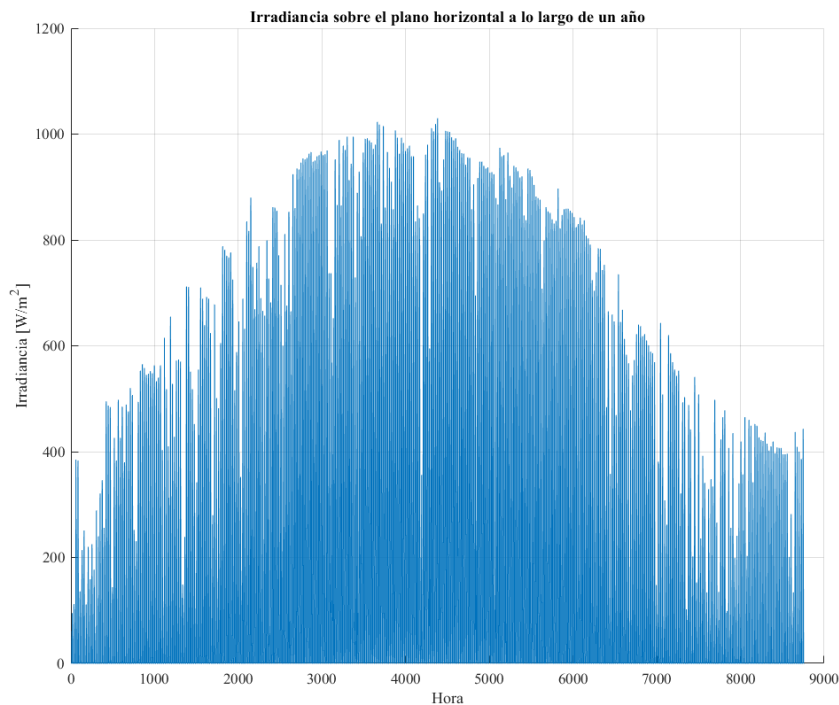


Ilustración 6-16 : Irradiancia sobre el plano horizontal en Toledo.

#### 6.3.2 Análisis parque eólico y fotovoltaico.

El parque de estudio tiene una producción anual de 20.031.045,49 kWh, suponiendo esta generación un factor de carga del 33,63 %, y un LCOE de  $0,0615 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$ .

Para analizar el parque fotovoltaico, se volverá a hablar en términos de la instalación de un modulo de 0,465 kW. Un módulo de esta potencia en esta ubicación y inclinado a su inclinación optima genera 780,2 kWh, con un factor de capacidad del 19,15 %.

Se ha decidido separar los módulos fotovoltaicos una distancia  $d=2,54$  m siguiendo el mismo criterio ya expuesto en 4.3.

Se ha comprobado que la distribución vista en la Ilustración 4-1, sigue siendo valida, es decir sigue operando dentro de los rangos de tensión, intensidad y potencia limites, para ello se han repetido los mismos cálculos vistos en el subapartado 4.1.

#### 6.3.3 Dimensionamiento parque híbrido.

Realizando el mismo proceso que se ha repetido a lo largo del documento, se han obtenido los LCOE de un parque híbrido, no híbrido, fotovoltaico y eólico, se obtiene la Ilustración 6-17. En dicha ilustración se puede apreciar como el proceso de hibridación, volverá esta instalación más competitiva, ya que a medida que se instale más potencia fotovoltaica el LCOE del proyecto ira disminuyendo, debido a que en esta zona el LCOE de la



tecnología fotovoltaica es bastante menor que el de la eólica.

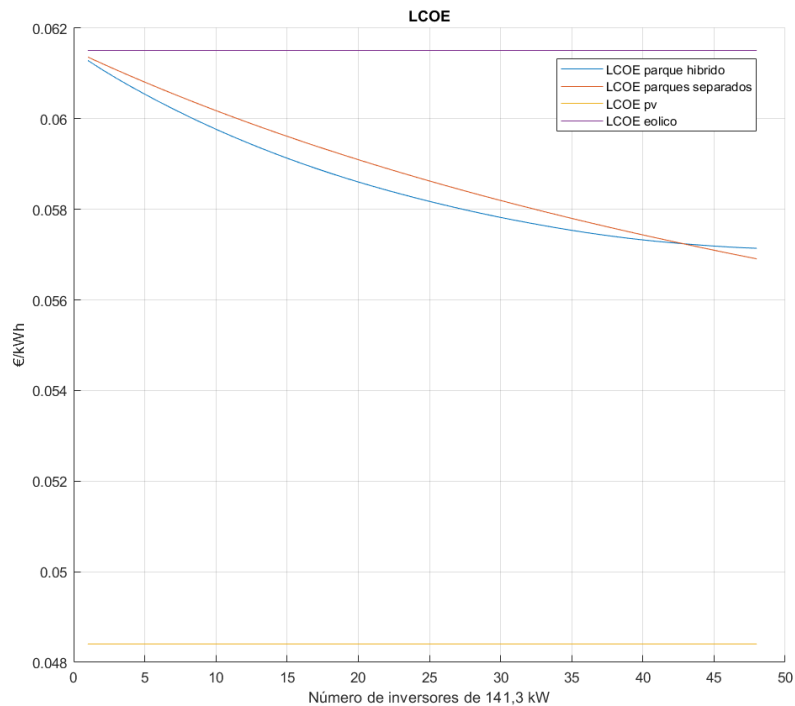


Ilustración 6-17: Comparativa de los diferentes LCOE.

En este proyecto a diferencia de lo que ocurría en la ubicación de León, en este caso existirá dentro de un rango que llegue hasta la potencia de la subestación, un momento en el que un proceso de hibridación tendrá el mismo LCOE que un proyecto eólico fotovoltaico no híbrido. En la Ilustración 6-18, se puede ver la diferencia de coste entre ambos proyectos, observándose que el mayor ahorro se da cuando se instalan 18 inversores, lo que supone una potencia fotovoltaica instalada del 37,42 % (2,54 MW) con respecto a la potencia nominal del parque eólico.

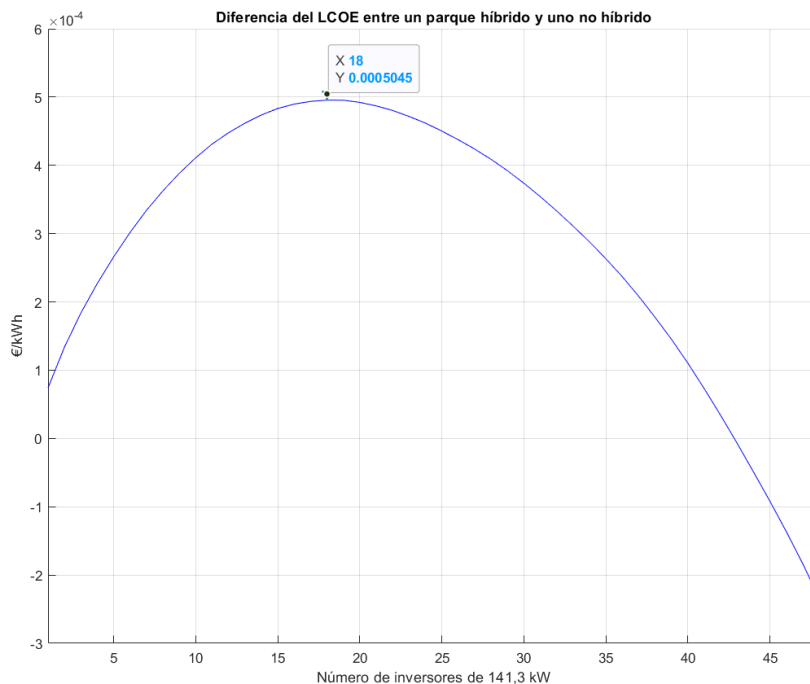


Ilustración 6-18: Diferencia del LCOE entre en proyecto híbrido y no híbrido.

Como se puede suponer, ya que se hizo un análisis similar en el subapartado 6.2.3, en este caso al ser la aportación eólica menor, se tiene que en invierno donde la potencia PV producirá menos energía, en invierno se tendrán pocas pérdidas de energía y en verano puesto que se aportará una gran cantidad de esta misma, las pérdidas serán superiores, en la Ilustración 6-19,

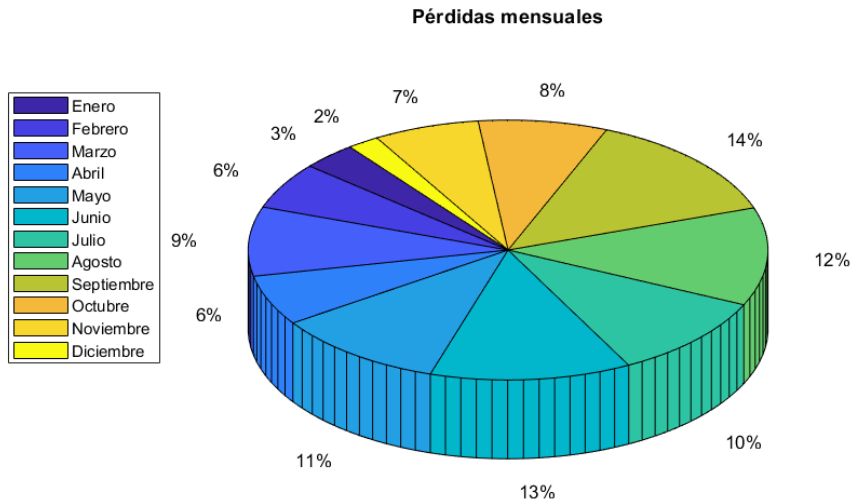


Ilustración 6-19: Distribución de las pérdidas.

Para finalizar, se reajustará el grado de inclinación de la planta pv que híbrida el campo fotovoltaico, buscando el LCOE mínimo, es decir la máxima inyección de energía a la red. En la Ilustración 6-20 puede ver como el valor mínimo se alcanza para un valor de 27°.

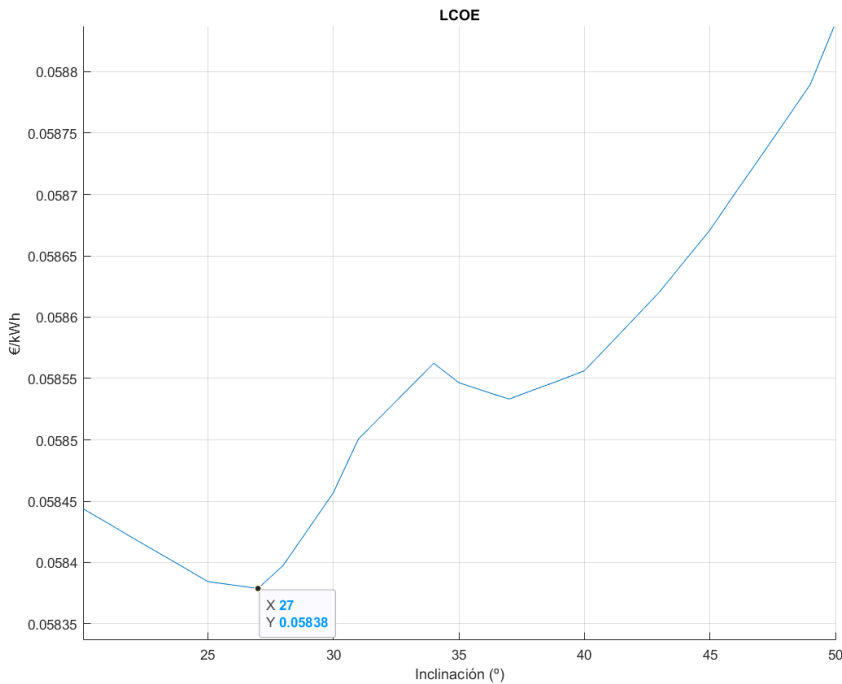


Ilustración 6-20: Variación del LCOE en función de la inclinación de los módulos.

Si se optará por hibridar el parque de La Plata, bajo las condiciones expuestas, este inyectaría a la red 24.795.279,70 kWh, lo equivale a un factor de carga del 41,63 % y un LCOE de  $0,05838 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$ .

# 7 OPCIONES DE ALMACENAMIENTO

El mayor problema que se da en una instalación híbrida eólico-fotovoltaica es la cantidad de excedentes de energía que no pueden ser evacuados a la red, y que por tanto, no generan ningún beneficio. Una solución a esta problemática sería añadir un sistema de almacenamiento, con el cual se almacenen los excedentes en las horas de saturación, y en las horas de menor producción verter dicha energía a la red.

Este proyecto no acomete el diseño de almacenamiento, por lo que se expondrá a continuación una breve descripción de algunas tecnologías para tener en cuenta en el futuro.

## 7.1 Producción de hidrógeno.

La mayor parte del hidrógeno que se produce actualmente en la UE y en todo el mundo, se produce a partir de combustibles fósiles, ya sea mediante reformado con vapor de gas natural o gasificación de carbón [17]. Para la producción de hidrógeno verde, se emplean electrolizadores, los cuales usan electricidad para descomponer agua en hidrógeno y oxígeno en un proceso llamado electrólisis, y a través de esta el sistema electrolizador crea gas hidrógeno. En su forma más básica, un electrolizador contiene un cátodo (carga negativa), un ánodo (carga positiva) y una membrana [18], Ilustración 7-1. Una vez obtenido el hidrógeno, este puede verse vendido como combustible, o usarse para generar electricidad cuando la planta no trabaje en condiciones nominales.

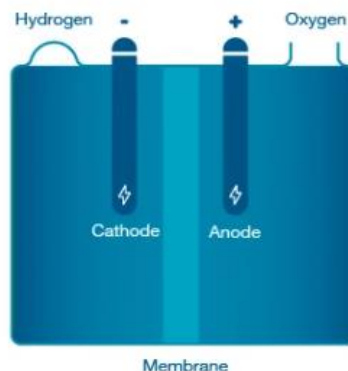


Ilustración 7-1: Esquema electrolisis.

La gran problemática del empleo del hidrógeno como sistema de almacenamiento viene dada por su precio de producción, que oscila entre 5 y 8  $\frac{\text{€}}{\text{kg}}$ , produciendo cada kg 48 kWh [17]. Este precio, es debido a los gastos de instalación, un electrolizador vale más de 1000  $\frac{\text{€}}{\text{kW}}$  hoy en día [19], y el coste de la energía de la energía renovable. En la Ilustración 7-2, se puede apreciar el desglose de los precios de producción de hidrógeno [17], siendo el precio total 7,78  $\frac{\text{€}}{\text{kg}}$ . Nota se han tomado para este precio las hipótesis de un precio de instalación de 1200  $\frac{\text{€}}{\text{kW}}$ , unos gastos de operación y mantenimiento del 2% de los de instalación, un precio de la electricidad de 60  $\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ , 2000 horas de operación y un consumo para la producción de hidrógeno de 58 kWh por kg.

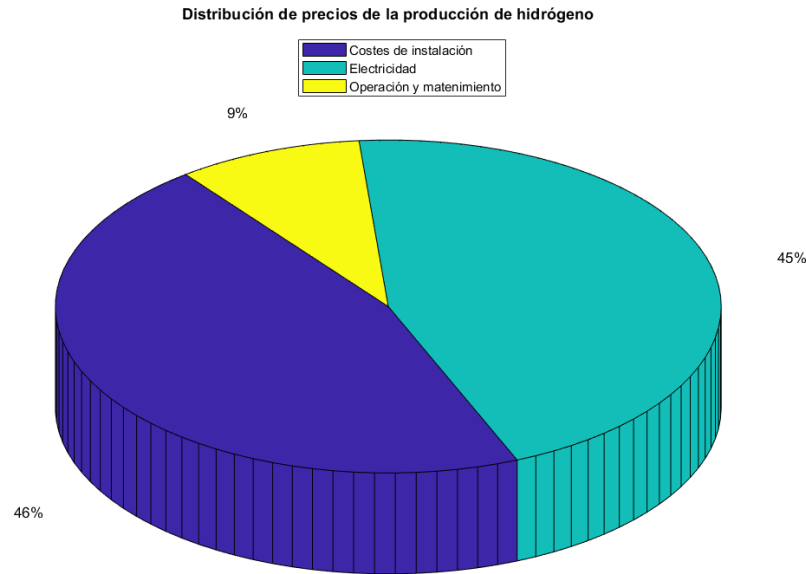


Ilustración 7-3 : Distribución de precios de la producción de hidrógeno

A la vista de las hipótesis tomadas para los precios expuestos en la Ilustración 7-4, se puede ver como la producción de hidrógeno mediante los excedentes de energía ayudaría a abaratar los costes, ya que el gasto en electricidad sería inexistente debido a que se aprovecharía un desecho. En función de las necesidades y de la situación actual del mercado, (existe un plan para el aumento del consumo de hidrógeno, en ciertos sectores como el transporte y la calefacción [20]), podría darse un sobredimensionamiento mayor para la planta para aumentar su producción.

En cuanto a la situación en España respecto al hidrógeno verde, existe un plan para instalar una potencia de 4 MW en electrolizadores para el año 2030, con una inversión aproximada de 9 000 millones de euros.

## 7.2 Uso de baterías.

Las baterías tienen un funcionamiento basado en la electrólisis, descomponiéndose un líquido cuando es atravesado por una corriente, almacenando energía en las horas de saturación para darla cuando la demanda lo exija, siendo las baterías Ion-Litio las más comunes [21]. Puesto que las baterías Ion-Litio son las baterías más comunes, este subapartado se centrará sobre ella.

En 2017 los costes de estas instalaciones eran de  $570 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$  [22]. Los costes futuros de las baterías de Ion-Litio están directamente influenciados por cierta incertidumbre, ya que sus costes de producción dependen del despliegue que exista en los próximos años de esta tecnología. Debido al gran despliegue que se está dando en esta tecnología, impulsada en parte por la entrada al mercado de los coches eléctricos, se espera que para el año 2030 se alcancen precios de  $75 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$  en para aplicaciones de automoción y  $150 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$  para aplicaciones de almacenamiento[23].

Con esta tendencia de precios, se debería tener en cuenta el empleo de acumuladores ion-Litio en las instalaciones renovables, en el caso de un parque híbrido, puesto que la generación está más distribuida este gasto podría ser menor.

## 7.3 Centrales de bombeo.

Las centrales de bombeo son actualmente el sistema de almacenamiento más empleado con diferencia, y bastante madura, ya que se empezó a comercializar en 1890.

Este sistema almacena energía en forma de potencial gravitacional, bombeando agua entre dos depósitos ubicados a diferentes alturas. Cuando se de un excedente de energía se bombeará agua a un nivel superior, y cuando se necesite energía esta se turbinará al nivel inferior. La bomba y la unidad de turbina están conectado a un sistema de motor / generador eléctrico reversible[24].

La energía almacenada en una planta es directamente proporcional al volumen de agua que se almacena en el depósito superior y la altura diferencia entre embalses. A menudo se utilizan grandes lagos o ríos como reservorios más bajos para reducir costos al ahorrar en la construcción de un depósito. Sin embargo, existen posibilidades de diseño adicionales que son técnicamente viables. Por ejemplo, pozos de minas inundados u otras cavidades, que se pueden utilizar como depósitos inferiores [24].

En lo relativo a costes, tiene unos costes de instalación elevados, los cuales oscilan entre 1600 y 3100  $\frac{\text{€}}{\text{kW}}$  unos gastos de operación y mantenimiento anuales de  $14 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$ , y su tiempo de vida es mayor a 25 años[25].

Pese a ser una tecnología madura, con poco mantimientto, además de ser flexible en la parada/arranque de producción, no siempre es viable su instalación ya que dependerá de la ubicación geográfica.



## 8 CONCLUSIONES

---

A lo largo de este documento se ha tratado de desarrollar y exponer de forma clara y concisa una metodología para analizar la viabilidad tanto técnica como económica de proyectos híbridos eólicos-fotovoltaicos, exponiendo los datos obtenidos y observando la dependencia de parámetros externos, como pueden ser las condiciones climatológicas.

Se ha dimensionado el parque fotovoltaico a hibridar mediante un criterio en el cual se comparaba un proyecto híbrido y uno no híbrido, con el objetivo de seleccionar un punto donde el ahorro es mayor. Se podría haber optado por hacerlo de otras formas como por ejemplo las siguientes:

- Escoger una potencia fotovoltaica que provocará que el LCOE de un proyecto híbrido y uno no híbrido fuera el mismo, lo cual provocaría un factor de carga mayor.
- Buscar una potencia fotovoltaica donde el LCOE fuera mínimo.
- Dimensionar el campo fotovoltaico mientras un cambio en el LCOE fuera mínimo.

Observando la Ilustración 6-17 por ejemplo se puede observar que si se hubiera seguido otro de estos criterios, los resultados finales serían totalmente diferentes, y dependiendo de las necesidades y del caso sería conveniente usar un criterio u otro.

Se ha expuesto la total viabilidad de estos proyectos, ya que en todas las ubicaciones se han obtenido un mayor factor de capacidad y un precio de producción de energía menor en comparación con los proyectos eólicos a hibridar, y con el gran despliegue de instalaciones eólicas y fotovoltaicas planeado en el PNIEC se estaría ante un ahorro sustancial, además de una mayor calidad energética.

En lo relativo a la viabilidad, se ha observado como en los parques creados en zonas donde no existe un gran potencial eólico, como es el caso del parque La Plata, pueden verse mejorados en gran medida, ya que el efecto de hibridar fue mucho más notorio en dicho que en el parque Doña Benita Cuellar (Jerez de la Frontera), abriendo de esta forma un nuevo panorama donde puede llevar la energía eólica a ubicaciones en las que no se den las mejores condiciones. Esto es debido a la bajada tan abrupta que se ha dado los costes de las instalaciones fotovoltaicas, que tiene precios competitivos incluso en las ubicaciones nortes del país. (Nota es cierto que se da menor radiación ellas, pero también se debe tener en cuenta que, al ser la temperatura menor, la fotovoltaica opera a un mayor rendimiento).

El aumento del factor de capacidad provocado por la hibridación se traduciría en un mejor aprovechamiento de los sistemas de energía eléctrica actuales, por ejemplo, las líneas de transporte estarían llevando una mayor parte del tiempo su potencia nominal, y lo mismo ocurría con subestaciones. Además, cuando se empiece con un despliegue de sistemas de almacenamiento, éstos se verían abaratos ya que entrarían un menor número de horas y serían diseñados para una menor capacidad. También se suavizarían los picos en los precios de la electricidad, ya que al estar esta disponible una mayor parte del tiempo su precio se regularía.





## 9 REFERENCIAS

- [1] “PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA,” 2021.
- [2] “FOMENTO DE LA HIBRIDACIÓN EÓLICA PROPUESTA REGULATORIA INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD Y OPTIMIZACIÓN DEL USO DE LA RED POR LA HIBRIDACIÓN TECNOLÓGICA UN PASO MÁS HACIA LA GENERACIÓN RENOVABLE CON FIRMEZA CON LAS VENTAJAS QUE IMPLICA PARA LA OPERACIÓN DEL SISTEMA.”
- [3] “CO-LOCATION INVESTIGATION A study into the potential for co-locating wind and solar farms in Australia.” [Online]. Available: [www.aecom.com](http://www.aecom.com)
- [4] “<https://www.iberdrola.com/innovation/hybrid-energy/>.”
- [5] F. A. Canales, J. K. Jurasz, M. Guezgouz, and A. Beluco, “Cost-reliability analysis of hybrid pumped-battery storage for solar and wind energy integration in an island community,” *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 44, p. 101062, Apr. 2021, doi: 10.1016/j.seta.2021.101062.
- [6] A. Mouaky and A. Rachek, “Thermodynamic and thermo-economic assessment of a hybrid solar/biomass polygeneration system under the semi-arid climate conditions,” *Renewable Energy*, vol. 156, pp. 14–30, Aug. 2020, doi: 10.1016/j.renene.2020.04.019.
- [7] C. St, N. Steggel, D. Osmond, and G. Burns, “Level 4 60 Marcus KNOWLEDGE SHARING (FINCLOSE REPORT) PROJECT: KENNEDY ENERGY PARK LOCATION: QUEENSLAND REPORT PREPARED FOR: ARENA (PUBLIC RELEASE) [Windlab] [Public Release] KEP Knowledge Sharing (FinClose Report) 2 Document Approval Date Approved.” [Online]. Available: [www.windlab.com](http://www.windlab.com)
- [8] C. Bozonnat, C. A. Schlosser, R. G. Prinn, and J. M. Reilly, “Characterization of the Solar Power Resource in Europe and Assessing Benefits of Co-Location with Wind Power Installations,” 2014. [Online]. Available: <http://globalchange.mit.edu/>
- [9] “<https://globalwindatlas.info/>.”
- [10] “[https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/tools.html](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html).”
- [11] Miguel Villarrubia López, *Ingeniería de la Energía Eólica*.
- [12] CENSOLAR, “Factor de corrección k para superficies inclinadas.”
- [13] “[https://www.thewindpower.net/windfarm\\_es\\_2502\\_dona-benita-cuellar.php](https://www.thewindpower.net/windfarm_es_2502_dona-benita-cuellar.php).”
- [14] “[https://www.thewindpower.net/turbine\\_es\\_46\\_gamesa\\_g87-2000.php](https://www.thewindpower.net/turbine_es_46_gamesa_g87-2000.php)”.
- [15] “IDAE Instituto para la Diversificación.” [Online]. Available: [www.idae.es](http://www.idae.es)
- [16] I. Renewable Energy Agency, *Renewable power generation costs in 2019*. 2020. [Online]. Available: [www.irena.org](http://www.irena.org)
- [17] “Strategic Research and Innovation Agenda Final Draft,” 2020.
- [18] “<https://www.cummins.com/news/2020/11/16/electrolyzers-101-what-they-are-how-they-work-and-where-they-fit-green-economy>.”
- [19] Tuomas E Ekholm, “<https://www.spglobal.com/ratings/en/research/articles/210422-the-hydrogen-economy-green-h2-offers-energy-and-process-technology-majors-a-long-term-growth-opportunity-11902044>.”
- [20] “A SUSTAINABLE PATHWAY FOR THE EUROPEAN ENERGY TRANSITION HYDROGEN ROADMAP EUROPE”, doi: 10.2843/249013.
- [21] “<https://arena.gov.au/renewable-energy/battery-storage/>.”
- [22] N. Lebedeva, D. Tarvydas, I. Tsiropoulos, and European Commission. Joint Research Centre., *Li-ion*

*batteries for mobility and stationary storage applications : scenarios for costs and market growth.*

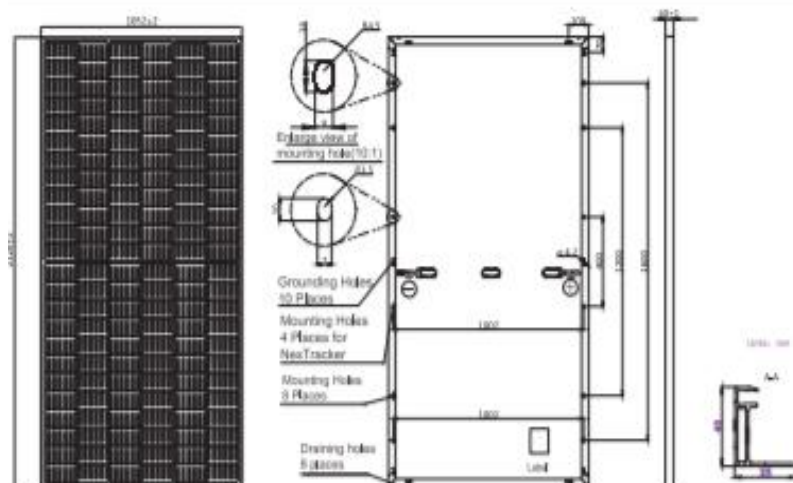
- [23] “[https://ec.europa.eu/jrc/en/science-update/lithium-ion-batteries-mobility-and-storage-applications.](https://ec.europa.eu/jrc/en/science-update/lithium-ion-batteries-mobility-and-storage-applications)”
- [24] I. Renewable Energy Agency, *ELECTRICITY STORAGE AND RENEWABLES: COSTS AND MARKETS TO 2030*. 2017. [Online]. Available: [www.irena.org](http://www.irena.org)
- [25] K. Mongird *et al.*, “Energy Storage Technology and Cost Characterization Report,” 2019.

## FICHA TÉCNICA MÓDULO PV

**JA SOLAR**

**JAM72S20 440-465/MR** Series

### MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

### SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	25.0kg±3%
Dimensions	2120±2mm×1052±2mm×40±1mm
Cable Cross Section Size	4mm <sup>2</sup> (IEC) / 12 AWG(UL)
No. of cells	144 (6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1200mm(+)/1200mm(-)
Packaging Configuration	27pcs/pallet 594pcs/40ft Container

### ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72S20 -440/MR	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR
Rated Maximum Power(P <sub>max</sub> ) [W]	440	445	450	455	460	465
Open Circuit Voltage(V <sub>oc</sub> ) [V]	49.40	49.56	49.70	49.85	50.01	50.15
Maximum Power Voltage(V <sub>mp</sub> ) [V]	40.90	41.21	41.52	41.82	42.13	42.43
Short Circuit Current(I <sub>sc</sub> ) [A]	11.28	11.32	11.36	11.41	11.45	11.49
Maximum Power Current(I <sub>mp</sub> ) [A]	10.76	10.80	10.84	10.88	10.92	10.96
Module Efficiency [%]	19.7	20.0	20.2	20.4	20.6	20.8
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of I <sub>sc</sub> (α <sub>Isc</sub> )	+0.044%/°C					
Temperature Coefficient of V <sub>oc</sub> (β <sub>Voc</sub> )	-0.272%/°C					
Temperature Coefficient of P <sub>max</sub> (γ <sub>Pmp</sub> )	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m <sup>2</sup> , cell temperature 25°C, AM1.5G					

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

### ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

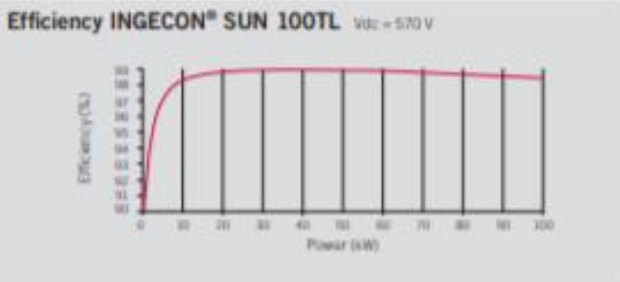
TYPE	JAM72S20 -440/MR	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR	OPERATING CONDITIONS	
Rated Max Power(P <sub>max</sub> ) [W]	333	336	340	344	348	352	Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Open Circuit Voltage(V <sub>oc</sub> ) [V]	46.40	46.65	46.90	47.15	47.38	47.61	Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max Power Voltage(V <sub>mp</sub> ) [V]	38.70	38.96	39.19	39.44	39.68	39.90	Maximum Series Fuse	20A
Short Circuit Current(I <sub>sc</sub> ) [A]	9.16	9.20	9.25	9.29	9.33	9.38	Maximum Static Load.Front*	5400Pa
Max Power Current(I <sub>mp</sub> ) [A]	8.60	8.64	8.68	8.72	8.76	8.81	Maximum Static Load.Back*	2400Pa
NOCT	Irradiance 800W/m <sup>2</sup> , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G						NOCT	45±2°C
							Safety Class	Class II
							Fire Performance	UL Type 1

\*For NeoTracker installations: Maximum Static Load, Front is 2400Pa while Maximum Static Load, Back is 2400Pa.

**FICHA TÉCNICA INVERSOR**

		100TL					
<b>Input (DC)</b>							
Recommended PV array power range		56 - 80.2 kWp	91.1 - 130.5 kWp	96.2 - 137.8 kWp	101.2 - 145 kWp	106.3 - 152.3 kWp	111.3 - 159.5 kWp
Voltage range MPP <sup>1)</sup>		513 - 850 V	513 - 850 V	541.5 - 850 V	570 - 850 V	598.5 - 850 V	627 - 850 V
Maximum voltage <sup>2)</sup>		1,100 V					
Maximum current <sup>3)</sup>		185 A					
Short-circuit current		240 A					
Inputs (STD / PRO)		1 / 24					
MPPT		1					
<b>Output (AC)</b>							
Rated power at rated Vac		55.3 kW	90 kW	95 kW	100 kW	105 kW	110 kW
Max. temperature at rated power <sup>4)</sup>		50 °C					
Maximum current		145 A					
Rated voltage		230 V	360 V	380 V	400 V	420 V	440 V
Frequency		50 / 60 Hz					
Type of grid <sup>5)</sup>		TT / TN					
Power Factor		1					
Power Factor adjustable <sup>6)</sup>		Yes. S <sub>max</sub> =55.3 kVA Q <sub>max</sub> =33.2 kVAR	Yes. S <sub>max</sub> =90 kVA Q <sub>max</sub> =54 kVAR	Yes. S <sub>max</sub> =95 kVA Q <sub>max</sub> =57 kVAR	Yes. S <sub>max</sub> =100 kVA Q <sub>max</sub> =60 kVAR	Yes. S <sub>max</sub> =105 kVA Q <sub>max</sub> =63 kVAR	Yes. S <sub>max</sub> =110 kVA Q <sub>max</sub> =66 kVAR
THD		<3%					
<b>Efficiency</b>							
Maximum efficiency		99.1%					
Euroefficiency		98.5%					
<b>General Information</b>							
Refrigeration system		Forced ventilation					
Air flow		570 m <sup>3</sup> /h					
Stand-by consumption		20 W					
Consumption at night		1 W					
Ambient temperature		-25 °C to 60 °C					
Relative humidity (non-condensing)		0 - 100%					
Protection class		IP65 / NEMA 4					
RCD		1,000 mA					
Maximum operating altitude <sup>7)</sup>		3,000 m					
Connection		AC: Max. Cross section: 240 mm <sup>2</sup> (one wire) DC connection (STD): Max. Cross section: 300 mm <sup>2</sup> (one wire) DC connection (PRO): 6 mm <sup>2</sup> (24 pairs of PV connectors) Copper and Aluminium cabling permitted for DC and AC					
Marking		CE					
EMC and safety standards		IEC 61000-6-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-3, IEC 61000-6-4, IEC 61000-3-11, IEC 62109-1, IEC 62109-2, IEC 62103, IEC 61000-3-12, EN50178, FCC Part 15, IEC 60068-2-1, IEC 60068-2-2, IEC 60068-2-14, IEC 60068-2-30, IEC 60068-2-68, IEC 60529					
Grid connection standards		DIN V VDE V 0126-1-1, Arrêté du 23 avril 2008, EN 50438, EN 50439, EN 50549, CEI 0-21, CEI 0-16 VDE-AR-N 4105:2011-08, G59/3, PO.12.3, AS4777.2, BDEW, IEC 62116, IEC 61727, UNE 206007-L, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, Brazilian Grid Code, South African Grid Code, Chilean Grid Code, DEWA 2.0, Jordanian Grid Code, Thailand MEA & PEA requirements					

**Notes:** <sup>1)</sup> V<sub>MPP,max</sub> is for rated conditions (V<sub>in</sub>=1 p.u. and Power Factor=1). V<sub>MPP,max</sub> will depend on the grid voltage (V<sub>ac</sub>), according to this relation: V<sub>MPP,max</sub>=1.425\*V<sub>ac</sub>. <sup>2)</sup> The inverter does not start operating until V<sub>dc</sub> < 1,000 V. If the DC fuses for the negative pole have been installed, then the maximum DC voltage is 1,000 V. <sup>3)</sup> The maximum current per PV connector is 11 A for the PRO version. <sup>4)</sup> For each °C of increase, the output power will be reduced at the rate of 2.3%. <sup>5)</sup> These units must be connected to a three-phase grid with a star formation with grounded neutral. They cannot be connected to IT grids or delta grids with one of their lines grounded. <sup>6)</sup> Q=0 outside the voltage range MPP. <sup>7)</sup> Beyond 1,000 m, the maximum temperature at rated power will decrease at the rate of 5.5 °C per every additional 1,000 m.



**Size and weight (mm)**

**100TL STD**  
 75 kg  
**100TL PRO**  
 78 kg

**CODIGO HIBRIDACION**

```

%Lectura de datos
horas=8760;
velocidad_curva=readmatrix('WTG_data.xls','Range','I4:AL4')
;
potencia_curva=fillmissing(readmatrix('WTG_data.xls','Range','I56:AL56'),'constant',0);
t=transpose(readmatrix('Datos.xlsx','Range','B19:B8778'));
%°C lee los datos de las temperaturas
%%
%Obtención WBL
V_d=[4.48      5.73      7.21      3.78      5.91      7.76
5.12      5.60      6.49      7.48      6.87      4.67];
P_d=[5.41      8.86      10.05      3.78      6.30      14.13
7.02      7.17      7.19      13.91      11.00      5.17];
K_d=[1.096     1.549     2.166     1.436     1.568     2.025
1.557     1.443     1.518     1.803     1.686     1.287];

for x=1:12
    PV_m(x)=P_d(x)*V_d(x);
    KV_m(x)=P_d(x)*K_d(x);
end
c10=sum(PV_m)/100;
k=sum(KV_m)/100;
z_0=0.0024;%rugosidad
for z=1:100
    c(z)=c10*(log(z/z_0))/(log(10/z_0));
end
altura=100;
c100=c(100);%C a 100 m
v=wblrnd(c100,k,1,horas);%m/s
%%
for x=1:horas
rho(x)=1.225*(288.15/(t(x)+273.15))*exp(-altura/(8435));
end

figure(1)
hold on
plot(rho)

grid on
xlabel('Hora del año')
ylabel('Densidad del aire [kg/m^3]')
title('Variación de la densidad del aire a lo largo de un año')
set(gca, 'FontName', 'Times New Roman')
hold off

```

```

for x=1:horas
if v(x)<4||v(x)>25 % Velocidades de corte
    Pd(x)=0;
else
    Pd(x)=0.5*rho(x)*v(x)^3;
end
end
Potencia_disponible_media=mean(Pd);
Pd_eolico_enero=Pd(1:744);
Pd_eolico_febrero=Pd(745:1416);
Pd_eolico_marzo=Pd(1417:2160);
Pd_eolico_abril=Pd(2161:2880);
Pd_eolico_mayo=Pd(2881:3624);
Pd_eolico_junio=Pd(3625:4344);
Pd_eolico_julio=Pd(4345:5088);
Pd_eolico_agosto=Pd(5089:5832);
Pd_eolico_septiembre=Pd(5833:6552);
Pd_eolico_octubre=Pd(6553:7296);
Pd_eolico_noviembre=Pd(7297:8016);
Pd_eolico_diciembre=Pd(8017:8760);
figure(2)
hold on
plot(Pd_eolico_diciembre)
plot(Pd_eolico_julio)
grid on
legend('Energía eolica disponible diciembre', 'Energia
eolica disponible julio')
ylabel('Potencia disponible [W/m^2]')
xlabel('Hora')
title('Compativa meses energía eolica')
set(gca, 'FontName', 'Times New Roman')
hold off

%%
figure(3)
hold on
plot(potencia_curva)
grid on
ylabel('Potencia [kW]')
xlabel('Velocidad viento [m/s]')
title('Curva de potencia del generador G87/2000')
hold off
P_nom_ae=2000;
n_filas_pe=2;
n_columnas_pe=4; %Número columnas parque
ES=0.9;%efecto estela

```

```

for x=1:horas
    for f=1:n_filas_pe
        if ES^(f-1)*v(x)<4 || ES^(f-1)*v(x)>25
            Pu_filas_eolico(x,f)=0;
        else
            Pu_filas_eolico(x,f)=n_columnas_pe*interp1(velocidad_curva,
            potencia_curva,ES^(f-1)*v(x));
        end
    end
end
Pu_eolico=transpose(sum(Pu_filas_eolico,2));
Eu_eolico_anual=sum(Pu_eolico);

Pu_eolico_enero=Pu_eolico(1:744);
Pu_eolico_febrero=Pu_eolico(745:1416);
Pu_eolico_marzo=Pu_eolico(1417:2160);
Pu_eolico_abril=Pu_eolico(2161:2880);
Pu_eolico_mayo=Pu_eolico(2881:3624);
Pu_eolico_junio=Pu_eolico(3625:4344);
Pu_eolico_julio=Pu_eolico(4345:5088);
Pu_eolico_agosto=Pu_eolico(5089:5832);
Pu_eolico_septiembre=Pu_eolico(5833:6552);
Pu_eolico_octubre=Pu_eolico(6553:7296);
Pu_eolico_noviembre=Pu_eolico(7297:8016);
Pu_eolico_diciembre=Pu_eolico(8017:8760);

figure(4)
hold on
plot(Pu_eolico_enero)
plot(Pu_eolico_julio)
grid on
legend('Energía eolica aprovechada Enero', 'Energia eolica
aprovechada Julio')
ylabel('Potencia')
xlabel('Hora')
title('Compativa meses parque eolico')
set(gca, 'FontName', 'Times New Roman')
hold off

pie_energiaeolica=[sum(Pu_eolico_enero),
sum(Pu_eolico_febrero), sum(Pu_eolico_marzo),
sum(Pu_eolico_abril), sum(Pu_eolico_mayo),
sum(Pu_eolico_junio), sum(Pu_eolico_julio),
sum(Pu_eolico_agosto), sum(Pu_eolico_septiembre),
sum(Pu_eolico_octubre), sum(Pu_eolico_noviembre),
sum(Pu_eolico_diciembre)];

```

```

figure(1334)
meses={'Enero', 'Febrero', 'Marzo', 'Abril', 'Mayo', 'Junio', 'Julio', 'Agosto', 'Septiembre', 'Octubre', 'Noviembre', 'Diciembre'};
pie3(pie_energiaeolica)
title('Distribucción de la producción eólica')
legend(meses)

%% PV
E=transpose(readmatrix('datos.xlsx', 'Range', 'D19:D8778'));%
Irradiancia solar, en W/m2 medida con la CTE
factork=readmatrix('FK.xlsx', 'Range', 'B48:AF8808');

for x=1:8760
    for y=1:31
        E_I(x,y)=E(x)*factork(x,y);
    end
end
T_amb=transpose(readmatrix('datos.xlsx', 'Range', 'B19:B8778'));%°C
TONC=45;
P_max=0.465;%placa
I_sc=11.49;%A
eta_inv=0.985
for x=1:horas
    I(x)=E_I(x,8)*I_sc/1000;%A
    E_heq(x)=E_I(x,8);
end
n=sum(E_heq)/1000
g=0.0035;%1/°C
L_pol=0.03;
L_dis=0.02;
L_ref=0.03;
R_to_var=(1-L_pol)*(1-L_dis)*(1-L_ref);
for x=1:horas
    L_cab(x)=0.02;
    T_c(x)=T_amb(x)+(TONC-20)*(E_I(x,8)/800);
    P_cc_fov(x)=P_max*R_to_var*(1-g*(T_c(x)-25))*E_I(x,8)/1000;
    P_cc_inv(x)=P_cc_fov(x)*(1-L_cab(x));
    P_ca_inv(x)=P_cc_inv(x)*eta_inv;
end
P_ca_inv_enero=P_ca_inv(1:744);
P_ca_inv_febrero=P_ca_inv(745:1416);
P_ca_inv_marzo=P_ca_inv(1417:2160);
P_ca_inv_abril=P_ca_inv(2161:2880);
P_ca_inv_mayo=P_ca_inv(2881:3624);
P_ca_inv_junio=P_ca_inv(3625:4344);

```



```
P_ca_inv_julio=P_ca_inv(4345:5088);
P_ca_inv_agosto=P_ca_inv(5089:5832);
P_ca_inv_septiembre=P_ca_inv(5833:6552);
P_ca_inv_octubre=P_ca_inv(6553:7296);
P_ca_inv_noviembre=P_ca_inv(7297:801);
P_ca_inv_diciembre=P_ca_inv(8017:8760);
figure(6)
hold on
plot(P_ca_inv)
grid on
ylabel('Potencia producida kW')
xlabel('Hora')
title('Energía producida a lo largo de un año')
set(gca, 'FontName', 'Times New Roman')
hold off

figure(61)
hold on
plot(E)
grid on
ylabel('Irradiancia [W/m^2]')
xlabel('Hora')
title('Irradiancia sobre el plano horizontal a lo largo de
un año')
set(gca, 'FontName', 'Times New Roman')
hold off

figure(7)
hold on
plot(P_ca_inv_enero)
plot(P_ca_inv_julio)
grid on
ylabel('Potencia producida kW ')
xlabel('Hora')
legend('Energía Enero', 'Energía Julio')
title('Comparativa energía producida')
set(gca, 'FontName', 'Times New Roman')
hold off

Energia_anual_cpv=sum(P_ca_inv);
N_p_paralelo=16;
N_p_serie=19;
n_placas_hileras=N_p_paralelo*N_p_serie;
P_inversor=n_placas_hileras*P_max;
%% Dimensionamiento campo hibrido
P_subestacion=6800;
n_max_fv=floor(P_subestacion/P_max);
```

```

n_inv_max=floor(P_subestacion/P_inversor);
for x=1:horas
    for y=1:n_inv_max

P_generada(x,y)=Pu_eolico(x)+(y)*n_placas_hileras*P_ca_inv(
x);
    if P_generada(x,y) > P_subestacion
        P_inyectada(x,y)=P_subestacion;
        P_perdida(x,y)=P_generada(x,y)-P_subestacion;
    else
        P_inyectada(x,y)=P_generada(x,y);
        P_perdida(x,y)=0;
    end
end
end
for x=1:8760
    P_sub(x)=P_subestacion;
end
E_perdida_anual=sum(P_perdida);
E_inyectada_anual=sum(P_inyectada);
E_generada_anual=sum(P_generada);
figure(8)
hold on
plot(E_perdida_anual)
grid on
ylabel('Energía pérdida kWh')
xlabel('Número de inversores de 141,3 kW')
title('Energía perdida en función del tamaño del campo
fotovoltaico')
set(gca, 'FontName', 'Times New Roman')
hold off

figure(9)
hold on
plot(E_inyectada_anual)
grid on
ylabel('Energía inyectada kWh')
xlabel('Número de inversores de 141,3 kW')
title('Energía inyectada en función del tamaño del campo
fotovoltaico')
set(gca, 'FontName', 'Times New Roman')
hold off

figure(10)
hold on
plot(E_generada_anual)
grid on

```

```
ylabel('Energia generada kWh')
xlabel('Número de inversores de 141,3 kW')
title('Energia generada en función del tamaño del campo
fotovoltaico')
set(gca, 'FontName', 'Times New Roman')
hold off

for x=1:n_inv_max

FC_variable(x)=100*E_inyectada_anual(x)/(P_subestacion*hora
s);
n_eq_variable(x)=E_inyectada_anual(x)/(P_subestacion);
end

figure(1000)
hold on
plot(FC_variable)
grid on
ylabel('Factor de capacidad (%)')
xlabel('Número de inversores de 141,3 kW')
title('Factor de capacidad en función del tamaño del campo
fotovoltaico')
set(gca, 'FontName', 'Times New Roman')
hold off

figure(1001)
hold on
plot(n_eq_variable)
grid on
ylabel('Número de horas equivalentes')
xlabel('Número de inversores de 141,3 kW')
title('Número de horas equivalentes en función del tamaño
del campo fotovoltaico')
set(gca, 'FontName', 'Times New Roman')
hold off

%%
for x=1:n_inv_max
    FC(x)=100*E_inyectada_anual(x)/((P_subestacion)*horas);
    NHE(x)=FC(x)*horas/100;
end
figure(11)
hold on
plot(FC)
grid on
ylabel('Factor de capacidad (%)')
xlabel('Número de inversores de 141,3 kW')
```

```

title('Potencia generada según el tamaño del campo
fotovoltaico')
set(gca, 'FontName', 'Times New Roman')
hold off
figure(12)
hold on
plot(NHE)
grid on
ylabel('Número de horas equivalentes')
xlabel('Número de inversores de 141,3 kW')
title('Potencia generada según el tamaño del campo
fotovoltaico')
set(gca, 'FontName', 'Times New Roman')
hold off

%%
TV=20;
%Energía pv
for x=1:TV
E_anual_pv(x)=Energia_anual_cpvc;
end
% Energía eólica anual

for x=1:TV
    E_anual_eo(x)=Eu_eolico_anual;
end

% Modelo de costes instalación
PI_eolico=1673; %$/kW
PI_pv=900; %€/kW

pie_pv=[310,100,120,125,10,10,80,15,5,125];
nombresPIPV={'Modulos', 'Inversores', 'Montaje',
'Cableado', 'Seguridad', 'Control', 'Instalación mecanica',
'Instalación eléctrica', 'Inspección', 'Costes
administrativos'};
figure(130)
pie3(pie_pv)
title('Distribución precios instalación PV')
legend(nombresPIPV)

P_hib=0.75;
CI_eolico=PI_eolico*P_subestacion;
CI_pv=PI_pv*P_inversor;

for x=1:n_inv_max
CI_hib_pv_variable(x)=CI_eolico+P_hib*x*PI_pv*P_inversor;
end

```

```

OM_eolico=56;
OM_pv=9;
OM_hib=0.7;

pieOME=[0.85*OM_eolico 0.15*OM_eolico];

nombresOMEOLICO={'Mantenimiento y reparaciones del
aerogenerador', 'Operaciones y dirección técnica y
comercial'};
figure(132)
pie3(pieOME)
title('Distribucción de precios de operación y
mantenimiento de un parque eólico.')
legend(nombresOMEOLICO)

pieOMpv=[0.4*OM_pv, 0.28*OM_pv 0.32*OM_pv];
nombresOMpv={'Mantenimiento y reparaciones de la planta
solar', 'Operaciones y dirección técnica y comercial'
'Gastos relacionados con el terreno'};
figure(131)
pie3(pieOMpv)
title('Distribucción de precios de operación y mantemiento
de un parque fotovoltaico')
legend(nombresOMpv)

COM_eolico=OM_eolico*P_subestacion;
COM_pv=OM_pv*P_inversor;
COM_hib=0.7;
for x=1:n_inv_max
COM_hib_pv_variable(x)=COM_eolico+COM_hib*x*COM_pv*P_invers
or;
end

i=5/100;
for x=1:TV
Coste_pv(x)=(COM_pv)/(1+i)^x;
Coste_eolico(x)=(COM_eolico)/(1+i)^x;
E_eolico_LCOE(x)=E_anual_eo(x)/(1+i)^x;
E_pv_LCOE(x)=(E_anual_pv(x))/(1+i)^x;
end
Costes_OM_vida_pv=sum(Coste_pv);
Costes_OM_vida_eolico=sum(Coste_eolico);
for x=1:n_inv_max
for y=1:TV
Coste(x,y)=(COM_eolico+COM_hib*x*COM_pv)/(1+i)^y;
E_hb_LCOE(x,y)=E_inyectada_anual(x)/(1+i)^y;
end
end

```

```

Coste_vida=sum(Coste,2);
E_hb_si=sum(E_hb_LCOE,2);
%LCOE
LCOE_pv_ci=(CI_pv+sum(Coste_pv))/(sum(E_pv_LCOE)*n_placas_h
ileras);
LCOE_eolico_ci=(CI_eolico+sum(Coste_eolico))/sum(E_eolico_L
COE);
for x=1:n_inv_max
LCOE_hb(x)=(CI_eolico+x*P_hib*CI_pv+Coste_vida(x))/E_hb_si(
x);
LCOE_shb(x)=(CI_eolico+sum(Coste_eolico)+x*CI_pv+x*sum(Cost
e_pv))/(sum(E_pv_LCOE)*n_placas_hileras*x+sum(E_eolico_LCOE
));
diferencia(x)=LCOE_shb(x)-LCOE_hb(x);
LCOE_EO(x)=LCOE_eolico_ci;
LCOE_PV(x)=LCOE_pv_ci;
end
difmax=max(diferencia);
caso=18;
for x=1:horas
    Limite_nudo(x)=P_subestacion;
end
P_inyectada_enero=P_inyectada(1:744,caso);
P_inyectada_febrero=P_inyectada(745:1416,caso);
P_inyectada_marzo=P_inyectada(1417:2160,caso);
P_inyectada_abril=P_inyectada(2161:2880,caso);
P_inyectada_mayo=P_inyectada(2881:3624,caso);
P_inyectada_junio=P_inyectada(3625:4344,caso);
P_inyectada_julio=P_inyectada(4345:5088,caso);
P_inyectada_agosto=P_inyectada(5089:5832,caso);
P_inyectada_septiembre=P_inyectada(5833:6552,caso);
P_inyectada_octubre=P_inyectada(6553:7296,caso);
P_inyectada_noviembre=P_inyectada(7297:8016,caso);
P_inyectada_diciembre=P_inyectada(8017:8760,caso);

P_generada_enero=P_generada(1:744,caso);
P_generada_febrero=P_generada(745:1416,caso);
P_generada_marzo=P_generada(1417:2160,caso);
P_generada_abril=P_generada(2161:2880,caso);
P_generada_mayo=P_generada(2881:3624,caso);
P_generada_junio=P_generada(3625:4344,caso);
P_generada_julio=P_generada(4345:5088,caso);
P_generada_agosto=P_generada(5089:5832,caso);
P_generada_septiembre=P_generada(5833:6552,caso);
P_generada_octubre=P_generada(6553:7296,caso);
P_generada_noviembre=P_generada(7297:8016,caso);
P_generada_diciembre=P_generada(8017:8760,caso);

```

```
for x=1:horas
    P_ca_caso(x)=caso*n_placas_hileras*P_ca_inv(x);
end

P_pv_inv_enero=P_ca_caso(1:744);
P_pv_inv_febrero=P_ca_caso(745:1416);
P_pv_inv_marzo=P_ca_caso(1417:2160);
P_pv_inv_abril=P_ca_caso(2161:2880);
P_pv_inv_mayo=P_ca_caso(2881:3624);
P_pv_inv_junio=P_ca_caso(3625:4344);
P_pv_inv_julio=P_ca_caso(4345:5088);
P_pv_inv_agosto=P_ca_caso(5089:5832);
P_pv_inv_septiembre=P_ca_caso(5833:6552);
P_pv_inv_octubre=P_ca_caso(6553:7296);
P_pv_inv_noviembre=P_ca_caso(7297:801);
P_pv_inv_diciembre=P_ca_caso(8017:8760);
figure(13)
hold on
plot(P_generada_junio)
plot(P_inyectada_junio)
plot(P_pv_inv_junio)
plot(Pu_eolico_junio)
legend('Potencia generada','Potencia inyectada','Potencia
PV','Potencia Eolica')
xlabel('Hora')
ylabel('Potencia inyectada kW')
grid on
title('Comportamiento del proyecto en junio')
set(gca, 'FontName', 'Times New Roman')
hold off

figure(14)
hold on
plot(LCOE_hb)
plot(LCOE_shb)
plot(LCOE_PV)
plot(LCOE_EO)
grid on
title('LCOE')
legend('LCOE parque hibrido','LCOE parques separados','LCOE
pv','LCOE eolico')
xlabel('Número de inversores de 141,3 kW')
ylabel('€/kWh')
hold off

figure(15)
hold on
```

```

plot(diferencia)
findpeaks(diferencia)
title('Diferencia del LCOE entre un parque híbrido y uno no
híbrido')
xlabel('Número de inversores de 141,3 kW')
ylabel('€/kWh')
hold off

figure(16)
hold on
plot(P_generada_diciembre)
plot(P_inyectada_diciembre)
plot(P_pv_inv_diciembre)
plot(Pu_eolico_diciembre)
legend('Potencia generada','Potencia inyectada','Potencia
PV','Potencia Eolica')
xlabel('Hora')
ylabel('Potencia inyectada kW')
grid on
title('Comportamiento del proyecto en diciembre')
set(gca, 'FontName', 'Times New Roman')
hold off

P_perdida_enero=P_perdida(1:744, caso);
P_perdida_febrero=P_perdida(745:1416, caso);
P_perdida_marzo=P_perdida(1417:2160, caso);
P_perdida_abril=P_perdida(2161:2880, caso);
P_perdida_mayo=P_perdida(2881:3624, caso);
P_perdida_junio=P_perdida(3625:4344, caso);
P_perdida_julio=P_perdida(4345:5088, caso);
P_perdida_agosto=P_perdida(5089:5832, caso);
P_perdida_septiembre=P_perdida(5833:6552, caso);
P_perdida_octubre=P_perdida(6553:7296, caso);
P_perdida_noviembre=P_perdida(7297:8016, caso);
P_perdida_diciembre=P_perdida(8017:8760, caso);

Perdida_mensual(1)=sum(P_perdida_enero);
Perdida_mensual(2)=sum(P_perdida_febrero);
Perdida_mensual(3)=sum(P_perdida_marzo);
Perdida_mensual(4)=sum(P_perdida_abril);
Perdida_mensual(5)=sum(P_perdida_mayo);
Perdida_mensual(6)=sum(P_perdida_junio);
Perdida_mensual(7)=sum(P_perdida_julio);
Perdida_mensual(8)=sum(P_perdida_agosto);
Perdida_mensual(9)=sum(P_perdida_septiembre);
Perdida_mensual(10)=sum(P_perdida_octubre);
Perdida_mensual(11)=sum(P_perdida_noviembre);
Perdida_mensual(12)=sum(P_perdida_diciembre);

```



```

figure(134)
meses={'Enero','Febrero','Marzo','Abril','Mayo','Junio','Julio','Agosto','Septiembre','Octubre','Noviembre','Diciembre'};
pie3(Perdida_mensual)
title('Pérdidas mensuales')
legend(meses)
perdidatotalcaso=sum(Perdida_mensual);
%% Analisis VAN

Precio_venta=53.4e-3; %€/kWh

for x=1:n_inv_max
    Coste_VAN(x)=(COM_eolico+COM_hib*x*COM_pv);
    E_hb_VAN(x)=E_inyectada_anual(x);
end

for x=1:TV
for y=1:n_inv_max
    if x==1
        FD(x,y)=-CI_eolico-y*P_hib*CI_pv-
Coste_VAN(y)+E_hb_VAN(y)*Precio_venta;
    else
        FD(x,y)=-Coste_VAN(y)+E_hb_VAN(y)*Precio_venta;
    end
end
end

%VAN separados
for x=1:TV
    if x==1
        FD_PV(x)=-caso*PI_pv*P_inversor-
OM_pv*caso*P_inversor+E_anual_pv(x)*Precio_venta*n_placas_hileras*caso;
        FD_eolico(x)=-CI_eolico-
COM_eolico+E_anual_eo(x)*Precio_venta;
    else
        FD_PV(x)=-
OM_pv*caso*P_inversor+E_anual_pv(x)*n_placas_hileras*caso;
        FD_eolico(x)=-COM_eolico+E_anual_eo(x)*Precio_venta;
    end
    FS_NH(x)= FD_PV(x)+FD_eolico(x);
end
PresentVal_NH=pvvar(FS_NH,i);
for x=1:n_inv_max
PresentVal(x)=pvvar(FD(:,x),i);
PrValNH(x)=PresentVal_NH;
end

```

```

% PresentVal_H=PresentVal(66);
% figure(150)
% hold on
% plot(PresentVal)
% plot(PresentVal)
% findpeaks(PrValNH)
% title('Análisis VAN del proyecto')
% xlabel('Número de inversores de 141,3 kW')
% ylabel('€')
% hold off
%% Variación del ángulo
for y=1:horas
    for x=1:31
L_cab_kv=0.02;
T_c_kv(y,x)=T_amb(x)+(TONC-20)*(E_I(y,x)/800);%Temperatura
célula
P_cc_fov_kv(y,x)=P_max*R_to_var*(1-g*(T_c_kv(y,x)-
25))*E_I(y,x)/1000;
P_cc_inv_kv(y,x)=P_cc_fov_kv(y,x)*(1-L_cab_kv);
P_ca_inv_kv(y,x)=n_placas_hileras*(caso)*P_cc_inv_kv(y,x)*e
ta_inv;
end
end

for x=1:horas
    for y=1:31
P_generada_kv(x,y)=Pu_eolico(x)+P_ca_inv_kv(x,y);
if P_generada_kv(x,y) > P_subestacion
    P_inyectada_kv(x,y)=P_subestacion;
    P_perdida_kv(x,y)=P_generada_kv(x,y)-P_subestacion;
else
    P_inyectada_kv(x,y)=P_generada_kv(x,y);
    P_perdida_kv(x,y)=0;
end
end
end
E_perdida_anual_kv=sum(P_perdida_kv);
E_inyectada_anual_kv=sum(P_inyectada_kv);
E_generada_anual_kv=sum(P_generada_kv);
grados=[20:1:50];

figure(211)
hold on
bar(grados,E_perdida_anual_kv);
xlabel('Inclinación (°) ');
ylabel('Energía (kWh) ');

```

```

title('Energía pérdida en función de la inclinación de los
módulos')
hold off

figure(212)
hold on
bar(grados,E_inyectada_anual_kv)
xlabel('Inclinación (°)')
ylabel('Energía (kWh)')
title('Energía inyectada en función de la inclinación de
los módulos')
hold off

figure(213)
hold on
vals=[E_inyectada_anual_kv;E_perdida_anual_kv];

bar(grados,E_generada_anual_kv)
xlabel('Inclinación (°)')
ylabel('Energía (kWh)')
title('Energía generada en función de la inclinación de los
módulos')
hold off
E_opt=E_inyectada_anual_kv(21);

for x=1:TV
E_hb_LCOE_kv(x)=E_opt/(1+i)^x;
end

for x=1:TV
for y=1:31
E_hb_LCOE_kv2(x,y)=E_inyectada_anual_kv(y)/(1+i)^x;
end
end
E_hb_sumkv2=sum(E_hb_LCOE_kv2);
E_perdida_optimizacion=E_perdida_anual_kv(21);
LCOE_hb_kv=(CI_eolico+caso*P_hib*CI_pv+Coste_vida(caso))/su
m(E_hb_LCOE_kv);
for x=1:31
LCOE_hb_kv2(x)=(CI_eolico+caso*P_hib*CI_pv+Coste_vida(caso)
)/E_hb_sumkv2(x);
end

figure(14)
hold on
plot(grados,LCOE_hb_kv2)
grid on
title('LCOE')

```

```
xlabel('Inclinación (°)')
ylabel('€/kWh')
hold off

%% Precios hidrógeno

pieh2=[3.57245,3.50749,0.70150];
nombresh2={'Costes de instalación', 'Electricidad'
'Operación y mantenimiento'};
figure(13122)
pie3(pieh2)
title('Distribución de precios de la producción de
hidrógeno')
legend(nombresh2)
```

**CODIGO DIMENSIONAMIENTO PV**

```

%% Datos placa
V_nom=144/3; %[V] Tiene 144 celulas y cada 3 cellas son un 1
voltio nominal
V_max=1500; %[V] Tension maxima que aguanta el modulo
P_nom=0.465; %kW
V_oc=50.15; %V
V_mpp=42.43; %V
I_sc=11.49; %A
I_mpp=10.96; %[A]
alpha=0.044/100; %1/°C Coeficiente de temperatura de I_sc
beta=0.272/100; %1/°C Coeficiente de temperatura de V_oc
g=0.0035; %1/°C Coeficiente de temperatura de la potencia

%% Datos inversor
P_max=159.5; %kW
P_min=111.3; %kW
V_max=850; %V
V_min=625; %V
I_max=185; %A
V_oc_in=1100; %V
I_sc_in=240; %A
%% Temperaturas
T_min=-5.4; % °C Temperatura min historica
T_max=45.1; % °C Temperatura max historica
%% Corrección a t max y min comprobar bien el caso de las
temperaturas, si es ambiente o de la célula
I_sc_tmax=I_sc+alpha*(T_max-25);
I_max_tmax=I_mpp+alpha*(T_max-25);
V_oc_tmin=V_oc-beta*(T_min-25);
V_mpp_tmin=V_mpp-beta*(T_min-25);
V_mpp_tmax=V_mpp-beta*(T_max-25);
%% Dimensionamiento
N_placa_paralelo_I_max=I_max/I_max_tmax;
N_placa_paralelo_I_sc=I_sc_in/I_sc_tmax;
if N_placa_paralelo_I_max>N_placa_paralelo_I_sc
    N_paralelo_max=floor(N_placa_paralelo_I_sc);
else
    N_paralelo_max=floor(N_placa_paralelo_I_max);
end
N_placas_serie_min=floor(V_min/V_mpp_tmax);
N_placas_rango_tmin=floor(V_max/V_mpp_tmin);
N_placas_oc_tmin=floor(V_oc_in/V_oc_tmin);
if N_placas_rango_tmin<N_placas_oc_tmin
    N_placas_serie_max=N_placas_rango_tmin;
else
    N_placas_serie_max=N_placas_oc_tmin;

```

```

end
P_cn=N_placas_serie_max*N_paralelo_max*P_nom;
P_max=N_placas_serie_max*N_paralelo_max*(P_nom+5/1000);%
Entra
%% Inclinación
E=transpose(readmatrix('datos.xlsx','Range','D19:D8778'));%
Irradiancia solar, en W/m2 medida con la CTE

    factork=readmatrix('FK.xlsx','Range','B49:AF8808');
%
factork=transpose(readmatrix('FK.xlsx','Range','B49:AF8808'
));

for x=1:8760
    for y=1:26
E_I(y,x)=E(x)*factork(y,x);
end
end
E_i_anual=sum(transpose(E_I));
X = categorical({'25','26','27','28',
'29','30','31','32','33','34','35','36','37','38','39','40'
,'41','42','43','44','45','46','47','48','49','50'});
X = reordercats(X,{'25','26','27','28',
'29','30','31','32','33','34','35','36','37','38','39','40'
,'41','42','43','44','45','46','47','48','49','50'});
bar(X,E_i_anual)

```