



GRADO EN INGENIERÍA DE TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Análisis y optimización técnico-económica de una planta
renovable híbrida (fotovoltaica-eólica)

Autor: Isabel Escrivá de Romaní Escrig

Director: Francisco Javier Aparicio Hernández

Madrid

Julio de 2024

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Análisis y optimización técnico-económica de una planta renovable híbrida (fotovoltaica-
eólica)

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2023/24 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido

tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Isabel Escrivá de Romani Escrig

Fecha: 09/07/2024

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Francisco Javier Aparicio Hernández

Fecha: 09/07/2024



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS DE INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Análisis y optimización técnico-económica de una
instalación renovable híbrida (eólica-fotovoltaica)

Autor: Isabel Escrivá de Romaní Escrig

Director: Francisco Javier Aparicio Hernández

Madrid

Julio de 2024

Agradecimientos

A mis padres y mis hermanos, por animarme y consolarme en todo momento de la carrera. Sobre todo, a mi padre por ser mi ejemplo a seguir.

A IGNIS y a Ramón, por darme la oportunidad de llevar a cabo este proyecto y por darme toda la ayuda y apoyo necesarios para ello. En concreto, a los equipos de ingeniería, desarrollo, recurso fotovoltaico y recurso eólico. Sin duda, hago una mención especial a Javi, Edu, Jorge, Álvaro, Elena, Luis y Segundo.

A mi director del proyecto, Javier. Por confiar en el buen resultado del proyecto y animarme a mejorarlo constantemente para obtener un trabajo satisfactorio.

ANÁLISIS Y OPTIMIZACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE UNA PLANTA RENOVABLE HÍBRIDA (FOTOVOLTAICA-EÓLICA)

Autor: Escrivá de Romaní Escrig, Isabel.

Director: Aparicio Hernández, Francisco Javier.

Entidad Colaboradora: IGNIS.

RESUMEN DEL PROYECTO

En este proyecto se realiza, junto a IGNIS, un análisis detallado de la hibridación de tecnologías renovables (eólica con fotovoltaica) basado en un proyecto de la empresa.

En concreto, se analiza la hibridación como oportunidad para maximizar la rentabilidad y viabilidad de una planta fotovoltaica. Para ello, se crea un modelo económico de hibridación que permite el dimensionamiento óptimo de la potencia de tecnología eólica, considerando la potencia de la planta fotovoltaica fija y con un límite de vertido de potencia en la interconexión concedido.

Palabras clave: Energía renovable, generación fotovoltaica, generación eólica, hibridación renovable, rentabilidad, optimización

1. Introducción

La transición hacia un modelo energético que priorice la sostenibilidad y la utilización de fuentes de generación de energía limpia es una solución atractiva al grave problema que presenta el cambio climático y la dependencia de los combustibles fósiles [1].

Las tecnologías de generación renovable, como la solar y la eólica, son fundamentales para llevar a cabo esta transición. Sin embargo, ofrecen una serie de desafíos por su dependencia de recursos naturales que se caracterizan por su intermitencia y variabilidad. [1] [2]

La hibridación surge como una solución innovativa para estos desafíos. La operación de las tecnologías de generación en sinergia, beneficiándose de la complementariedad de sus recursos, permite aumentar la fiabilidad y estabilidad de las fuentes de generación renovable. Además, gracias a la compartición de infraestructuras de evacuación, se reducen los costes de la planta y el impacto medioambiental. [1] [2]

Se propone este trabajo con el objetivo de evaluar la viabilidad técnica y económica de una hibridación solar-eólica específica. Se analizarán detalladamente sus ventajas y desventajas, así como la forma idónea de optimizar la rentabilidad de la planta híbrida. Por último, se alcanzará este objetivo mediante el desarrollo de un modelo de hibridación económico.

2. Definición del Proyecto

La metodología del proyecto consistió en dividirlo en cuatro partes. Cada parte se corresponde con las distintas entradas necesarias para la creación del modelo: planta fotovoltaica, parque eólico, análisis financiero y de mercado y, por último, formulación de conclusiones y análisis de sensibilidades.

En primer lugar, se eligió el proyecto de IGNIS sobre el que se basaría el trabajo. Tras sopesar varias opciones, se escogió el proyecto técnico fotovoltaico Agaporni Solar, ubicado en Valladolid. La decisión estuvo respaldada por la rentabilidad de la planta, que no alcanzaba la mínima exigida por la empresa. Por este motivo resultó el proyecto idóneo para los objetivos de este análisis.

Se realizó un análisis de recurso solar, seguido de una simulación del periodo de operación de la planta mediante PVsyst. En esta parte se obtuvieron los datos técnicos (potencia fijada de fotovoltaica, potencia de interconexión concedida, etc.) y administrativos del diseño de la instalación y la estimación de la curva de producción horaria.

La segunda parte se centró en el dimensionamiento del parque eólico. Por motivos de tramitación y administración, se decidió restringir la potencia instalada máxima total de la planta híbrida (eólica + fotovoltaica) a menos de 50 MW. Además, se decidió no modificar la potencia del parque solar diseñada.

Se hizo un análisis del recurso eólico del emplazamiento, obteniendo las zonas idóneas para la implantación de las turbinas. Mediante este análisis se escogieron las turbinas. Se eligió la mejor tecnología para el recurso disponible, con la mayor potencia nominal y el mayor diámetro de rotor.

A continuación, se ubicaron las turbinas y se realizaron varias simulaciones de la operación del parque para obtener las curvas de producción horaria. Uno de los objetivos del proyecto es tener en cuenta distintas potencias de generación eólica para obtener la potencia que maximizase la rentabilidad del parque. Se calcularon las curvas de generación horaria para: una, dos, tres y cuatro turbinas que se utilizarán en el modelo para calcular la rentabilidad en cada caso. En la *Figura 1* se representa la instalación obtenida:

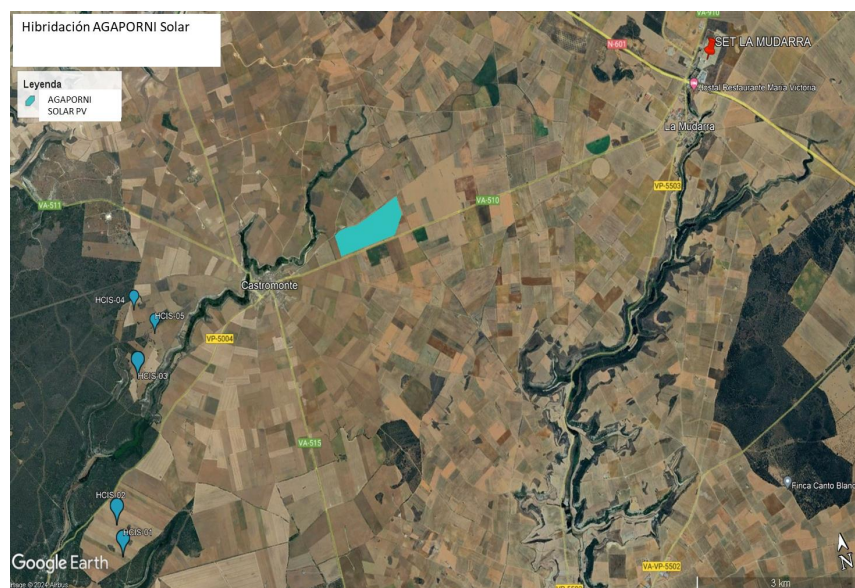


Figura 1. Mapa de la instalación híbrida. Fuente: Google Earth Pro

La tercera parte consistió en analizar el mercado energético mediante la obtención de las estimaciones de precio horario de la energía, se estimaron los costes de la instalación (CAPEX y OPEX) y se dimensionó un acuerdo de compraventa de energía (PPA) para la planta híbrida. Todas las entradas obtenidas en las partes anteriormente descritas se incluyeron para desarrollar el modelo.

Por último, se obtuvieron los resultados de potencia óptima de eólica a instalar, se realizó un análisis de las sensibilidades de la rentabilidad del proyecto y se formularon las conclusiones pertinentes.

3. Descripción del modelo/sistema/herramienta

En primer lugar, el grueso del trabajo es un modelo de optimización de Excel basado en un flujo de caja que contabiliza las entradas y salidas de efectivo a lo largo de la vida útil de la planta híbrida. En base a esto, se obtuvieron los valores de las métricas de rentabilidad dependiendo de la potencia de eólica instalada para dos casos distintos: considerando la inflación de los precios de la energía en el mercado mayorista y sin tenerlos en cuenta.

Con el objetivo de llegar a estos resultados se tienen en cuenta varias entradas o inputs clave que tienen un gran impacto en la rentabilidad: situación del precio de la energía en el mercado mayorista, curva de generación horaria para la planta fotovoltaica, distintos casos de curvas de producción horarias de energía eólica dependiendo de la potencia de eólica instalada, ingresos obtenidos mediante la venta de energía (parte al mercado, parte acordada a un contrato de compraventa de energía y los obtenidos mediante GdO excedentarias), costes asociados a la planta híbrida (CAPEX y OPEX) y el límite de potencia en la interconexión concedido.

Para poder desarrollar esta herramienta se han utilizado varios softwares y programas. En primer lugar, se utilizó PVsyst para obtener la curva de producción horaria de la planta fotovoltaica. Además, se realizó un análisis de recurso de viento del emplazamiento, determinando las zonas idóneas para la implantación del parque eólico mediante QGIS y Google Earth PRO. Por último, se obtuvieron las distintas curvas de generación horaria de eólica mediante la simulación del parque diseñado en el programa integral WindPro.

4. Resultados

Una vez desarrollado el modelo, se hicieron los cálculos para obtener los resultados de rentabilidad dependiendo del número de turbinas instalado. Se han distinguido dos casos para analizar la influencia de la inflación de los precios del mercado energético en la rentabilidad y viabilidad del proyecto. Los resultados se exponen en las tablas adjuntas a continuación:

SIN INFLACIÓN						
Nº Turbinas	Potencia MW	UIRR %	NPV k€/MW	LCOE €/MWh	Cap. Price €/MWh	Delta €/MWh
0 WTG	0,0	3,85%	(190)	52,7	37,6	(15,06)
1 WTG	6,6	3,60%	(241)	57,5	40,6	(16,86)
2 WTG	13,2	4,23%	(228)	60,5	43,7	(16,65)
3 WTG	19,8	4,64%	(215)	63,0	46,3	(16,68)
4 WTG	26,4	4,57%	(227)	66,5	48,0	(18,43)
5 WTG	33,0	3,61%	(289)	73,0	48,7	(24,28)

Tabla 1. Resultados de parámetros de rentabilidad sin considerar la inflación anual (2%) de los precios del mercado y considerando un WACC del 7,7%

Tabla 2. Resultados de parámetros de rentabilidad considerando la inflación anual (2%) de los precios del

CON INFLACIÓN						
Nº Turbinas	Potencia MW	UIRR %	NPV k€/MW	LCOE €/MWh	Cap. Price €/MWh	Delta €/MWh
0 WTG	0,0	6,66%	(63)	52,7	45,6	(7,05)
1 WTG	6,6	6,51%	(87)	57,5	50,4	(7,07)
2 WTG	13,2	7,13%	(45)	60,5	54,4	(5,93)
3 WTG	19,8	7,53%	(11)	63,0	57,8	(5,19)
4 WTG	26,4	7,51%	(13)	66,5	60,0	(6,46)
5 WTG	33,0	6,68%	(90)	73,0	60,8	(12,16)

mercado y considerando un WACC del 7,7%

Nota: los valores negativos obtenidos se representan entre paréntesis ()

En ambas tablas se observa, en las dos últimas columnas, los valores obtenidos para dos parámetros nuevos, *Delta* y el precio capturado (*Cap. Price*). Estas métricas se definirán con mayor precisión a lo largo del trabajo.

Por un lado, el precio capturado (*Cap. Price*) es el precio medio al que se vende la energía generada de una planta en el mercado energético y que refleja los ingresos medios que recibe la planta por cada megavatio-hora generado. Por otro lado, *Delta* representa la diferencia entre lo que se ingresa de media al vender un MWh (*Cap. Price*) y lo que cuesta de media producirlo (*LCOE*):

$$Delta = Cap.Price - LCOE$$

Se han utilizado estas métricas ya que parecen ser más representativas de la rentabilidad del proyecto que el coste normalizado de la energía.

En vista a los valores resultados de las métricas de rentabilidad, se obtuvo un número óptimo de tres turbinas o 19,8 MW.

Además, se realizó una ilustración (*Figura 2*) de la curva de producción horaria para un día tipo de la planta híbrida para poder obtener más conclusiones sobre la elección del emplazamiento y la complementariedad de los recursos disponibles.

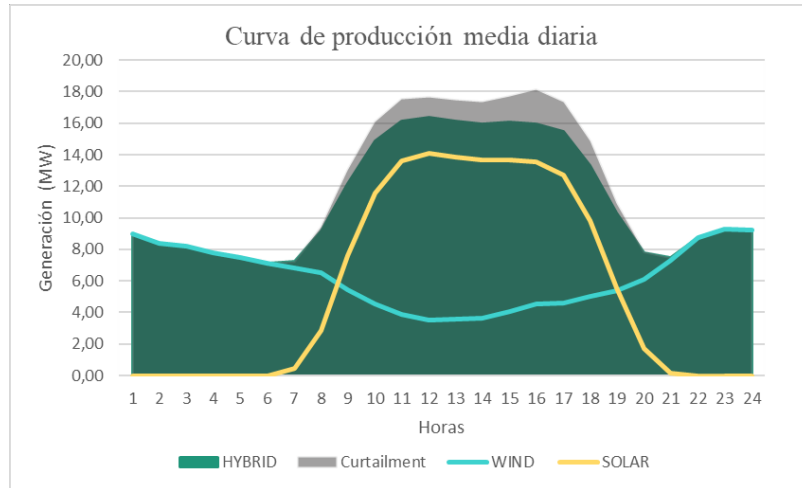


Figura 2. Curva de producción media diaria de la planta híbrida con 3 turbinas

5. Conclusiones

En base a los resultados obtenidos y de los análisis posteriores al desarrollo del modelo que se realizaron para este proyecto, se obtuvieron las siguientes conclusiones:

- El número óptimo de turbinas para este proyecto es tres (19,8 MW)
- Mayor sensibilidad a la producción eólica que a la solar
- Gran sensibilidad a los precios de mercado
- Más sensible al precio de PPA que a la cantidad de energía comprometida al PPA
- CAPEX SOLAR y CAPEX WIND tienen relevancia parecida
- Distribución de OPEX WIND y SOLAR coinciden, igual sensibilidad a estos parámetros
- Delta tiene gran sensibilidad al precio de mercado
- Proyecto pequeño, muy sensible a costes, pero menos riesgo
- Resulta de gran importancia identificar el tipo de proyecto (eólica con fotovoltaica, fotovoltaica con eólica, o hibridación desde cero) para decidir si seguir con el proceso de tramitación según la rentabilidad calculada
- Gran importancia en la consideración de los PPA y su correcta elección
- La probabilidad de éxito de un proyecto de hibridación aumenta si se trata de una planta de gran tamaño (más de 50 MW)
- Recurso eólico del emplazamiento no resulta ser óptimo

6. Referencias

- [1] Endesa, "Ventajas de la hibridación de energía renovable," Endesa, [En línea]. Disponible en: <https://www.endesa.com/es/la-cara-e/energias-renovables/ventajas-hibridacion-energia-renovable> [Accessed: Jul. 10, 2024].
- [2] Innovation Hub, "Hibridación renovable: eólica y solar," Innovation Hub, [En línea]. Disponible en: <https://www.innovation-hub.com/es/energia/hibridacion-renovable-eolica-solar/> [Accessed: Jul. 10, 2024].

TECHNICAL-ECONOMICAL ANALYSIS AND OPTIMIZATION OF A RENEWABLE HYBRID PLANT (PHOTOVOLTAIC-SOLAR)

Author: Escrivá de Romani Escrig, Isabel.

Supervisor: Aparicio Hernández, Francisco Javier.

Collaborating Entity: IGNIS

ABSTRACT

The project consists of a detailed analysis of the hybridization of renewable generation technologies (solar with wind). The analysis is carried out together with IGNIS, based on a company project.

In this specific case, hybridization is viewed as an opportunity to maximize profitability and viability of a photovoltaic plant. In means of this purpose, an economic model of hybridization is created. This hybrid model allows the optimal sizing of wind technology power, considering a fixed solar power and a power discharge limitation in the interconnection granted.

Keywords: Renewable energy, photovoltaic generation, wind generation, renewable hybridization, profitability, optimization

1. Introduction

The energetic transition to a cleaner, more sustainable model, supported by renewable generation sources offers itself as an attractive solution to global warming. However, by definition, renewable generation technologies depend enormously on natural resources characterized by their intermittency and variability. One of the main reasons that motivate this project is facing the challenges brought by these forms of energy generation. [1]

Hybridization emerges as an innovative solution to these problems. Hybrid plants combine renewable generation sources so that they operate in synergy. The main idea is to benefit from the complementarity of their resources allowing the reliability and stability of clean generation technologies to increase considerably. In addition, environmental impact and plant costs are reduced due to the shared evacuation infrastructures. [1][2]

For all the above, this project is proposed with the main objective of evaluating technical and economic feasibility of a solar-wind hybridization which will be specified in the document below. It will consist in a detailed analysis of its advantages and disadvantages, as well as an investigation to determine the ideal way to optimize profitability and viability of the hybrid renewable plant. Finally, the projects objectives will be achieved by the development of an economic hybridization model.

2. Project Definition

The methodology followed in this project consists of its division into four key parts. Each part refers to the different inputs required for the development of the hybrid model:

photovoltaic plant, wind farm, financial and market analysis and, finally, conclusions and sensibility analysis.

The first step consisted in choosing the company project on which all the work would be based. After weighing all the suitable options, the technical photovoltaic project of Agaporni Solar, located in Valladolid, was selected. The decision was made based on the profitability of the plant which did not reach the minimum required by IGNIS. For this reason, the project ended up being ideal for the objectives set for the analysis.

A solar resource analysis was done, followed by a simulation of the plant's operational period using PVsyst. The technical (PV power installed, interconnection power limit, etc.) and administrative details of the installations design and the esteemed hourly generation curve were obtained in this part.

The second part revolved around the sizing of the optimal wind farm. Due to several others concerning administration issues, the total power installed (PV+wind) in the hybridization was restricted to a 50 MW limit.

A wind resource analysis was carried out in means of obtaining the ideal zones for turbine implantation. The wind generators were chosen through the characterization of wind resource. The final decision was to use the best technology for the available wind resource, with the highest nominal power and largest rotor diameter.

The turbines were collocated and various simulations of the farm's operation were carried out to obtain the hourly production curves. In reference to one of the objectives being taking in consideration different wind generation powers to come up with the installed wind power that maximizes the profitability of the hybrid plant. Hourly generation curves were calculated for a different number of turbines: one, two, three and four turbines which were used in the model to evaluate profitability and viability in each case. *Figure 1* is a representation of the hybridization plant obtained:



Figure 1. Hybrid plant map. Fuente: Google Earth Pro

The third part of this project consisted of an energy market price analysis based on obtaining the hourly energy price estimations, the value of the plant costs (CAPEX and OPEX) were approximated and a power purchase agreement (PPA) was determined and sized for the hybridization. All inputs obtained in the previous parts were included in the development of the model.

Finally, the optimal wind power to be installed was obtained, an analysis of the sensitivities of the project's profitability was performed and the conclusions were formulated.

3. Model/system/tool description

The bulk of the project consists of an Excel optimization model based on a cash flow which accounts the cash inflows and outflows over the lifetime of the hybridisation plant. The results for the profitability metrics depending on the wind power installed where obtained for two distinctive cases: taking in consideration the annual inflation rate in energy pricing and without taking it into account.

Motivated by the objective to come up with these results, various key inputs with great impact in profitability were taken into account: energy price situation in the wholesale market, hourly generation curve for PV plant, different wind hourly production curve cases depending on the installed wind power, revenues obtained through the sale of generated energy (wholesale market, PPA and exceeding GdO revenues), costs associated with the hybrid plant (CAPEX and OPEX) and, finally, the granted interconnection power limit.

In means of the development of this tool, various softwares and programs were used. Firstly, to estimate the hourly production PV curve, a simulation using PVsyst was carried out. Moreover, QGIS and Google Earth Pro was used to analyse the available wind resource and to determine the ideal zones for the implementation of wind turbines.

Lastly, the different hourly wind generation curves were calculated by simulating the designed wind farm with the program WindPro.

4. Results

Once the model was developed, it was used to obtain the profitability results depending on the number of turbines implemented on the wind park. Two cases where distinguished to analyse the influence of market price inflation on profitability and feasibility of the project. The results are shown in the tables below:

SIN INFLACIÓN						
Nº Turbinas	Potencia MW	UIRR %	NPV k€/MW	LCOE €/MWh	Cap. Price €/MWh	Delta €/MWh
0 WTG	0,0	3,85%	(190)	52,7	37,6	(15,06)
1 WTG	6,6	3,60%	(241)	57,5	40,6	(16,86)
2 WTG	13,2	4,23%	(228)	60,5	43,7	(16,65)
3 WTG	19,8	4,64%	(215)	63,0	46,3	(16,68)
4 WTG	26,4	4,57%	(227)	66,5	48,0	(18,43)
5 WTG	33,0	3,61%	(289)	73,0	48,7	(24,28)

Table 1. Profitability results without considering annual inflation rate (2%) and considering a WACC value of 7,7%

CON INFLACIÓN						
Nº Turbinas	Potencia MW	UIRR %	NPV k€/MW	LCOE €/MWh	Cap. Price €/MWh	Delta €/MWh
0 WTG	0,0	6,66%	(63)	52,7	45,6	(7,05)
1 WTG	6,6	6,51%	(87)	57,5	50,4	(7,07)
2 WTG	13,2	7,13%	(45)	60,5	54,4	(5,93)
3 WTG	19,8	7,53%	(11)	63,0	57,8	(5,19)
4 WTG	26,4	7,51%	(13)	66,5	60,0	(6,46)
5 WTG	33,0	6,68%	(90)	73,0	60,8	(12,16)

Table 2. Profitability results considering annual inflation rate (2%) and considering a WACC value of 7,7%

Note: negative results are represented in between parenthesis ().

Both tables show, on the last two columns, the values obtained for two parameters which will

be defined with more precision throughout the paper: *Delta* and captured price (*Cap. Price*).

On one hand, the captured price is the average selling price in the energetic market of a determined plant's generated energy and reflects the average amount of income a plant receives for each MWh generated. On the other hand, Delta represents the difference between the average revenue gained from selling a MWh of generated energy (*Cap. Price*) and the average cost of its production (*LCOE*):

$$Delta = Cap.Price - LCOE$$

These profitability metrics have been used since they seem more representative of viability and profitability of the project than the Levelized Cost of Energy.

In view of the resulting values of the profitability metrics considered, the optimal number of turbines obtained was three, 19.8 MW.

In addition, and to represent the hybrid plant's hourly production curve for a typical day *Figure 2* has been made. This illustration seems to be fundamental to formulate conclusions concerning the choice of the location and the complementarity of the available resources.

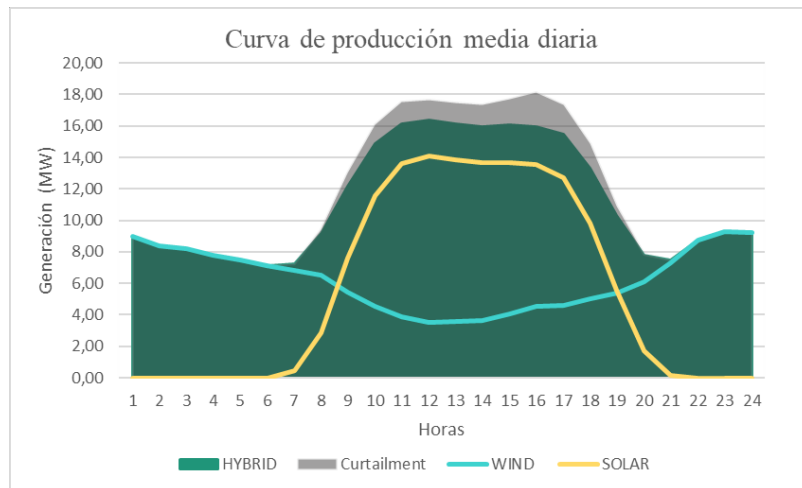


Figure 2. Mean production daily curve for the hybridization with 3 turbines

5. Conclusions

The conclusions formulated for this project based on the obtained results and other analysis are:

- The optimal number of turbines for this project is three (19,8 MW)
- More sensitivity to wind production than to PV production
- Great sensitivity to market energy prices
- More sensitive to PPA price than to the quantity of energy compromised to the agreement
- CAPEX WIND and CAPEX SOLAR have a similar relevance
- OPEX WIND and OPEX SOLAR have the same distribution, the project's profitability is equally sensitive to these parameters
- Delta has a great sensitivity to energy market price and its variability
- Small project, increase in sensitivity to costs but decreases riskiness
- Distinction of hybridization cases depending on their starting technology and their main purpose to determine a decision-making method.
- Consideration of larger-scale projects to benefit from the competitive advantages they offer (larger than 50 MW)
- The correct election of PPA and their consideration has great importance in profitability
- Wind resource of the location isn't optimal

6. References

- [1] Endesa, "Ventajas de la hibridación de energía renovable," Endesa, [En línea]. Disponible en: <https://www.endesa.com/es/la-cara-e/energias-renovables/ventajas-hibridacion-energia-renovable> [Accessed: Jul. 10, 2024].

[2] Innovation Hub, "Hibridación renovable: eólica y solar," Innovation Hub, [En línea].
Disponibile en: <https://www.imnovation-hub.com/es/energia/hibridacion-renovable-eolica-solar/>
[Accessed: Jul. 10, 2024].

Índice de la memoria

<i>Índice de la memoria</i>	<i>1</i>
<i>Índice de figuras</i>	<i>5</i>
<i>Índice de tablas</i>	<i>7</i>
Capítulo 1. Introducción	8
1.1. Motivación del proyecto.....	9
1.2. Estado de la cuestión	10
1.3. Objetivos	11
1.4. Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).....	13
1.5. Metodología de trabajo.....	15
1.6. Descripción general del emplazamiento.....	16
Capítulo 2. Fotovoltaica	20
2.1. Introducción y marco teórico	20
2.2. Análisis de recurso solar.....	25
2.2.1. Radiación solar.....	26
2.2.2. Temperatura.....	28
2.3. Descripción de la planta	28
2.3.1. Fechas de inicio de construcción y operación	28
2.3.2. Características generales de la planta.....	28
2.3.3. Módulos fotovoltaicos	30
2.3.4. Estructura fotovoltaica.....	31
2.3.5. Inversores.....	31
2.3.6. Transformadores.....	32
2.4. Estudio de producción y pérdidas.....	32
Capítulo 3. Eólica	35

3.1. Introducción y marco teórico	35
3.2. Análisis del recurso eólico	38
3.2.1. <i>Velocidad del viento</i>	38
3.2.2. <i>Dirección del viento</i>	39
3.3. Descripción del parque eólico	40
3.3.1. <i>Fechas de inicio de construcción y operación</i>	40
3.3.2. <i>Aerogeneradores</i>	41
3.3.3. <i>Límites de Potencia</i>	42
3.4. Elección de parcelas	43
3.4.1. <i>Datos de partida</i>	44
3.4.2. <i>Restricciones</i>	45
3.4.3. <i>Parcelas</i>	46
3.5. Determinación de las posiciones de los aerogeneradores de las posibles zonas	48
3.5.1. <i>Zona Norte</i>	49
3.5.2. <i>Zona Sur</i>	50
3.6. Cálculos de producción y pérdidas	50
3.6.1. <i>Determinación de la zona</i>	51
3.6.1.1. <i>Datos Brutos</i>	52
3.6.1.2. <i>Correcciones</i>	52
3.6.1.3. <i>Cálculos</i>	55
3.6.2. <i>Curvas horarias de producción</i>	57
Capítulo 4. Análisis financiero y de mercado	61
4.1. Introducción	61
4.2. Costes (CAPEX y OPEX)	62
4.3. Acuerdos de compraventa de energía (PPAs)	64
4.3.1. <i>Según la forma de transferir la energía</i>	65
4.3.2. <i>Según el perfil de distribución del volumen cerrado</i>	66
4.3.3. <i>Según su estructura de precios</i>	66
4.3.4. <i>Elección del PPA</i>	68
4.3.4.1. <i>Garantías de Origen excedentarias (GdOs)</i>	69
4.4. Curvas de precio horario de mercado	70

Capítulo 5. Hibridación.....	73
5.1. Introducción y marco teórico	73
5.2. Tipos de hibridaciones.....	75
5.2.1. Hibridación fotovoltaica-eólica	75
5.2.2. Hibridación fotovoltaica-hidráulica	76
5.2.3. Hibridación hidráulica-eólica	76
5.2.4. Hibridación solar-biomasa	77
5.2.5. Hibridación solar-geotérmica.....	77
5.3. Regulación de sistemas híbridos	77
5.3.1. Ley 24/2013 (Ley del Sector Eléctrico).....	78
5.3.2. Real Decreto 413/2014	78
5.3.3. Real Decreto-ley 23/2020	79
5.3.4. Real Decreto 1183/2020	80
5.3.5. Plan nacional integrado de energía y clima (PNIEC) 2021-2030.....	81
5.4. Planta híbrida.....	81
5.5. Modelo de hibridación.....	83
5.5.1. Estructura.....	84
5.5.1.1. Intervalo de tiempo	84
5.5.1.2. Datos horarios (Hourly data)	85
5.5.1.3. Cálculos horarios (Hourly calculation).....	85
5.5.1.4. Flujos de caja (Simple hybrid, Simple solar y Simple Wind).....	86
5.5.1.5. Métricas de rentabilidad.....	88
5.6. Potencia óptima de eólica.....	90
5.6.1. Análisis de resultados	91
5.6.1.1. Tasa interna de retorno (UIIR).....	91
5.6.1.2. Valor actual neto (NPV).....	91
5.6.1.3. LCOE	92
5.6.1.4. Delta.....	93
5.6.1.5. Conclusión	94
5.7. Curvas de generación de la planta híbrida.....	95
Capítulo 6. Conclusiones y sensibilidades.....	97

6.1. Análisis de sensibilidades.....	97
6.1.1. Sensibilidad a los costes (CAPEX y OPEX).....	98
6.1.2. Sensibilidad a los PPA.....	99
6.1.3. Sensibilidad a la generación.....	101
6.1.4. Sensibilidad al escenario de precio de mercado.....	102
6.1.5. Conclusiones del análisis.....	103
6.2. Conclusiones generales	104
Capítulo 7. Posibles líneas de investigación.....	109
7.1. Readaptación del modelo a hibridar eólica existente con fotovoltaica.....	109
7.2. Readaptación del modelo a hibridar de cero	110
7.3. Consideración de otros modelos para hibridar con generación.....	110
7.4. Consideración de hibridaciones con almacenamiento.....	111
7.5. Introducir PPA más complejos.....	111
Capítulo 8. Bibliografía.....	113
ANEXO I: Informe de producción y pérdidas en PVSyst.....	124
ANEXO II: Informe de simulaciones (WindPRO)	126
ANEXO III: Correcciones informe Windpro	127
ANEXO IV: Modelo de hibridación	129

Índice de figuras

Figura 1. Mapa de la instalación híbrida. Fuente: Google Earth Pro	9
Figura 2. Curva de producción media diaria de la planta híbrida con 3 turbinas	12
Figura 3. Ubicación geográfica del centro aproximado. Fuente: Google Earth Pro	17
<i>Figura 4. Ubicación geográfica del centro aproximado y de la subestación. Fuente: Google Earth Pro</i>	<i>18</i>
Figura 5. Partes de un panel fotovoltaico. [5].....	22
Figura 6. Paneles bifaciales vs. paneles monofaciales. [7].....	23
Figura 7. Representación gráfica de la radiación mensual [16][18].....	27
Figura 8. Partes de un aerogenerador [24].....	37
Figura 9. Distribución de las velocidades medias del viento de Global Wind Atlas [27]...	39
Figura 10. Rosas del viento obtenidas de VORTEX (izquierda) [33] y Global Wind Atlas (derecha) [27]	40
Figura 11. Capas de velocidad media del viento de 6,5 m/s (beige) y 6,2 m/s (rojo). Fuente: QGIS	45
Figura 12. Parcelas	46
Figura 13. Zonas elegidas para el análisis de producción. Fuente: QGIS	47
<i>Figura 14. Layout de turbinas en la Zona Norte. Fuente: Google Earth Pro</i>	<i>49</i>
Figura 15. Layout de turbinas en la Zona Sur. Fuente: Google Earth Pro	50
Figura 16. Parque eólico con cuatro turbinas (4 WTG). Fuente: Google Earth Pro	59
Figura 17. Parque eólico con tres turbinas (3 WTG). Fuente: Google Earth Pro.....	60
<i>Figura 18. Parque eólico con dos turbinas (2 WTG). Fuente: Google Earth Pro</i>	<i>60</i>
Figura 19. Parque eólico con una turbina (1 WTG). Fuente: Google Earth Pro	60
<i>Figura 20. Mapa de la instalación híbrida. Fuente: Google Earth Pro</i>	<i>82</i>
Figura 21. Curva de producción media diaria de la planta híbrida con 3 turbinas	95
Figura 22. Gráficas de sensibilidad del UIIR, Delta y NPV a los CAPEX y OPEX. Fuente: Propia.....	98

Figura 23. Gráficas de sensibilidad del UIIR, Delta y NPV a los precios de PPA eólico, solar y Buyers Fraction. Fuente: Propia	99
Figura 24. Gráficas de sensibilidad del UIIR, Delta y NPV a la generación de ambas tecnologías. Fuente: Propia.....	101
Figura 25. Gráficas de sensibilidad del UIIR, Delta y NPV a los escenarios de precio de mercado (Base, Low, Mid-Low, High). Fuente: Propia.....	102
Figura 26. Gráfica de comparación de sensibilidades. Fuente: Propia.....	104

Índice de tablas

Tabla 1. Resultados de parámetros de rentabilidad sin considerar la inflación anual (2%) de los precios del mercado y considerando un WACC del 7,7%.....	11
<i>Tabla 2. Resultados de parámetros de rentabilidad considerando la inflación anual (2%) de los precios del mercado y considerando un WACC del 7,7%.....</i>	<i>11</i>
Tabla 3. Coordenadas UTM-ETRS89 (Zona 30 N)	17
Tabla 4. Radiación y temperatura ambiente media del emplazamiento [16][18].....	27
Tabla 5. Características principales del parque. Fuente: Propia.....	29
Tabla 6. Configuración de la planta. Fuente: Propia	30
Tabla 7. Resultados principales PVsyst. Fuente: PVsyst	33
Tabla 8. Resultados de cada zona.....	55
Tabla 9. Rendimiento y eficiencia de cada turbina	58
Tabla 10. CAPEX y OPEX hibridación Agaporni Solar. Fuente: Propia	64
<i>Tabla 11. PPA escogidos para la hibridación. Fuente: Propia</i>	<i>69</i>
Tabla 12. Precios GdOs excedentarias para la hibridación. Fuente: Propia.....	70
Tabla 13. Datos de la planta híbrida. Fuente: Propia.....	83
Tabla 14. Resultados de parámetros de rentabilidad sin considerar la inflación anual (2%) de los precios del mercado y considerando un WACC del 7,7%.....	90
Tabla 15. Resultados de parámetros de rentabilidad considerando la inflación anual (2%) de los precios del mercado y considerando un WACC del 7,7%.....	90
Tabla 16. Datos de partida análisis de sensibilidades.....	97

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

La transición hacia un modelo energético sostenible se ha convertido en una prioridad global ante los desafíos ambientales y climáticos del siglo XXI. El gran problema de la dependencia de los combustibles fósiles no solo recae en su contribución al cambio climático, sino que también genera problemas de contaminación y agotamiento de recursos. Se requiere una reacción, una respuesta a estos problemas. Las tecnologías de generación renovable emergen como una solución viable y como un paso más hacia un futuro sostenible. Entre las diversas tecnologías disponibles, la energía eólica y la solar fotovoltaica destacan por su gran crecimiento, popularidad y capacidad de generar energía limpia y renovable a partir de recursos naturales.

No obstante, su dependencia de recursos naturales intermitentes y no siempre disponibles, hace que ambas fuentes de generación renovable presenten una falta de constancia y fiabilidad que complica su integración en el sistema eléctrico. La energía fotovoltaica o solar depende de la irradiación solar, que a su vez depende de la hora del día, de las condiciones meteorológicas y de la estación o momento del año. Por otro lado, la energía eólica depende del propio viento y sus condiciones. Esto puede suponer un desequilibrio entre la oferta y la demanda de la energía, que afecta la estabilidad y la fiabilidad de estas fuentes.

La hibridación surge como una solución interesante para abordar las limitaciones mencionadas anteriormente. Al combinar estas dos fuentes de generación energética, se puede aprovechar su complementariedad a la vez que brindar una mayor estabilidad, fiabilidad y eficiencia a su generación de electricidad. De esta forma, se pueden aprovechar los recursos naturales, reducir los costes operativos y utilizar las infraestructuras de forma más eficiente, reduciendo el impacto ambiental.

El objetivo principal de este trabajo es estudiar la viabilidad técnica y económica de una hibridación solar-eólica concreta, evaluar sus beneficios y desafíos, y optimizar la hibridación de forma que se mejore la rentabilidad económica del proyecto de forma considerable.

1.1. MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

La motivación principal para llevar a cabo este proyecto se apoya en la necesidad de encontrar soluciones eficientes y sostenibles para la generación de energía. La energía es un recurso con una demanda creciente, impulsada por el crecimiento poblacional y el desarrollo de la economía. A su vez, surge una necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y de otros gases contaminantes con el objetivo de mitigar los efectos del cambio climático y de la polución atmosférica.

Las emisiones de las que se habla anteriormente son, sin ninguna duda, una de las principales causas del cambio climático, un problema que cada vez cobra una mayor importancia. Es una gran amenaza para la salud y el bienestar general de los habitantes de nuestro planeta, además de tener la capacidad de alterar los ecosistemas y a la biodiversidad. Por todo lo anterior, surge la necesidad de abordar este problema de forma eficiente, satisfaciendo la creciente demanda de energía y minimizando el impacto ambiental.

Se utilizará este proyecto para analizar una solución realista y su viabilidad. La hibridación de estas dos fuentes, aprovechando la complementariedad, puede llegar a proporcionar una fuente de energía más constante y fiable, solucionando uno de los grandes problemas de las tecnologías renovables, su gran variabilidad.

Además, este proyecto busca también aportar a la empresa con la que se está desarrollando, IGNIS, una visión clara sobre los beneficios e inconvenientes que se pueden encontrar en la

implementación de este tipo de hibridaciones. Se realizará un análisis para sacar conclusiones tanto de la planta en concreto como las hibridaciones en general.

En resumen, la motivación principal de este proyecto no solo se apoya en la necesidad de contribuir al combate contra el calentamiento global y deterioro del planeta, sino también por el potencial que tiene de ofrecer a la empresa una ventaja competitiva sobre otras, al investigar soluciones innovadoras en el área de las tecnologías de generación renovable.

1.2. ESTADO DE LA CUESTIÓN

La hibridación eólica-fotovoltaica es un concepto que, hoy en día, aunque no se considere nuevo, presenta grandes problemas y requiere de mucha investigación. Sin duda, requiere una mayor investigación dado que son numerosas las empresas que han intentado llevarlo a cabo y han experimentado los desafíos que conlleva.

A continuación, se enumeran algunas de las cuestiones que se plantean en el área de la hibridación de tecnologías de generación eólica y fotovoltaica. Estas cuestiones proporcionan una visión actualizada del estado actual este tipo de proyectos.

- Integración de la tecnología: se ha visto una mejora considerable en la integración de estas dos fuentes de generación, desarrollándose tecnologías que la favorecen, como los inversores híbridos o los sistemas de control. Sin embargo, se sigue investigando en esta área con el fin de mitigar los desafíos que se van encontrando y optimizar los sistemas desarrollados. Por último, algunos problemas recurrentes en la integración de estas tecnologías recaen en, la necesidad de unas curvas de generación lo más complementarias posibles y en la limitación del punto de interconexión a la hora de verter la potencia generada.
 - Gestión de energía: es muy importante que la energía generada se gestione y distribuya de forma correcta. Para esto se debe tener un correcto control de la planta
-

además de analizar el recurso de forma que se pueda predecir la generación de las tecnologías.

- Regulaciones: los proyectos híbridos van sujetos a una infinidad de regulaciones y leyes. Existe una gran dependencia del marco regulatorio y de las políticas gubernamentales. Los subsidios e incentivos juegan un gran papel en esta dependencia ya que pueden llegar a hacer que este tipo de proyectos resulten más atractivos y motiven las inversiones en ellos. Además, como las hibridaciones se caracterizan por tener una evacuación y punto de interconexión compartido entre las tecnologías que las componen, están enormemente ligados a las regulaciones de seguridad, calidad y fiabilidad de los puntos de interconexión y vertido de energía a la red.

En conclusión, es evidente que las hibridaciones de estas dos tecnologías ofrecen una gran evolución en el área de las tecnologías de generación renovable. Sin embargo, se considera de gran importancia evaluar la situación actual de estos proyectos. Esto se debe a que se ha visto que es un campo que cuenta con varios desafíos y problemas que se deben de tener en cuenta e investigar para una mejora de estos sistemas y una aportación a la innovación en las energías renovables.

1.3. OBJETIVOS

El objetivo principal, es analizar, en términos de viabilidad técnica y rentabilidad económica, un caso de hibridación fotovoltaica-eólica concreto. Se pretende responder a la siguiente pregunta: ¿En qué medida es rentable realizar una inversión en la hibridación de la tecnología eólica y la fotovoltaica frente al incremento de la generación de energía que se obtendría?

A continuación, se exponen los objetivos secundarios que se persiguen con este proyecto:

- **Concienciación y educación:** mediante este proyecto se pretende informar sobre las tecnologías de generación renovable, dar una explicación de su funcionamiento
-

tanto por separado como en conjunto, formando una hibridación. Además, se quiere analizar a fondo el término de hibridación, exponiendo sus ventajas e inconvenientes y analizando cómo combinar tecnologías de generación renovable de la mejor forma posible.

- **Utilización de programas del sector:** para poder llevar a cabo este proyecto se deben utilizar varios softwares y programas técnicos. Por este motivo, uno de los objetivos es el aprendizaje sobre estas herramientas y su utilización eficiente.
 - **Diseño de plantas renovables y cálculo de producción:** tratándose de una planta híbrida, se quiere realizar el diseño y dimensionamiento de la planta eólica además de analizar la producción de la planta fotovoltaica.
 - **Cálculo de la potencia óptima de eólica:** Como se ha mencionado anteriormente, el proyecto principalmente se centra en el cálculo de la potencia óptima de tecnología eólica con el fin de maximizar la rentabilidad y eficiencia de una planta fotovoltaica con una potencia instalada determinada y una potencia de interconexión dada.
 - **Definición de los parámetros principales para el cálculo de la rentabilidad:** es importante conocer las variables y parámetros que se deben determinar para un cálculo de la rentabilidad correcto y una buena optimización de la planta.
 - **Preparación para la financiación:** con el propósito de cumplir este objetivo se hará un análisis de mercado además de elegir un acuerdo de compraventa de energía (PPA). En la elección del PPA se determinará el precio, duración, estructura y volumen de energía comprometida en el acuerdo con el objetivo de favorecer la rentabilidad del proyecto.
 - **Ayuda a la empresa:** este proyecto se ha realizado de la mano de IGNIS por lo que, uno de los objetivos es la obtención de conclusiones que puedan ayudar a dicha empresa en el área de las hibridaciones.
 - **Análisis de sensibilidades:** Ligado al objetivo anterior, no solo se quieren dar conclusiones sobre esta hibridación en concreto, sino que se tratarán de obtener conclusiones generales. Esto se realizará por medio de un análisis de sensibilidades,
-

observando el cambio en la rentabilidad al variar algunos parámetros principales de la planta (CAPEX, OPEX...)

1.4. ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)

Este proyecto se alinea directamente con varios de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) establecidos por la Organización de las Naciones Unidas (ONU) y que buscan la promoción de un desarrollo global sostenible y equitativo. A continuación, se enumeran los objetivos concretos con los que se alinea y una breve explicación para cada uno:

- **Objetivo 3: Salud y bienestar**

La contaminación y la emisión de gases de efecto invernadero afectan tanto al calentamiento global y deterioro del planeta como a la salud cardiovascular y respiratoria de los seres vivos que habitan en él. Este proyecto tiene como objetivo reducir estos dos problemas brindando una forma de generar energía limpia y sin contaminantes, disminuyendo la dependencia de combustibles fósiles y mejorando la calidad del aire para así reducir los problemas de salud mencionados anteriormente.

- **Objetivo 7: Energía asequible y no contaminante**

El proyecto tiene como uno de sus objetivos proporcionar la oportunidad de obtener una fuente de energía limpia y sostenible mediante la hibridación de dos fuentes de generación renovable. Como se ha mencionado anteriormente, la combinación de dos tecnologías puede llegar a estabilizarlas, convirtiéndolas en una opción más fiable y mejorando el acceso a una energía no contaminante. Además, puede llegar a ser más asequible gracias a la reducción de costes al utilizar las infraestructuras de forma eficiente y conjunta.

- **Objetivo 9: Industria, innovación e infraestructura**

La hibridación eólica-fotovoltaica presenta un avance en la infraestructura energética sostenible, ayudando a dar un paso más hacia la modernización de las infraestructuras ya existentes y promoviendo la construcción de nuevas. Se fomenta la innovación en el sector energético y el desarrollo de nuevas formas de generar energía renovable y limpia. Esta tecnología emergente tiene un gran potencial, capaz de revolucionar el sector en el que opera. El fomento de las hibridaciones y las nuevas tecnologías pueden ayudar a generar un estímulo para la economía e industria.

- **Objetivo 11: Ciudades y comunidades sostenibles**

Como se ha mencionado anteriormente, se quiere aportar una solución para la dependencia en combustibles fósiles y la contaminación que conllevan. Se brinda una gran oportunidad para la generación de energía limpia en las comunidades y ciudades, fomentando la sostenibilidad y mejorando la calidad de vida. Además, es un paso más hacia el desarrollo urbano sostenible ya que las conclusiones obtenidas pueden utilizarse en un futuro para la creación de ciudades más ecológicas.

- **Objetivo 13: Acción por el clima**

La principal razón de alineación con este objetivo es la reducción de emisiones gracias al desarrollo de fuentes de generación renovable. El proyecto contribuye de forma directa a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y la mitigación del cambio climático. También, la diversificación y la aportación a la variedad de las fuentes de energía renovables aporta una gran mejora a la sistema energético y red eléctrica, aumentando su resiliencia frente a factores extremos como el cambio climático o la disponibilidad de recursos.

1.5. METODOLOGÍA DE TRABAJO

La metodología del trabajo se basa en la búsqueda y análisis de los parámetros que deben considerarse en el desarrollo del modelo de optimización de la hibridación y en la determinación de la potencia óptima de tecnología eólica a instalar para maximizar la rentabilidad de la planta.

Por este motivo, el trabajo se dividirá en 4 partes. A continuación, se enumeran estas partes y lo que se pretende conseguir con ellas:

- **PRIMERA PARTE: Parque fotovoltaico**
 - Elección del parque en desarrollo
 - Cálculo de producción y pérdidas
 - Obtención de curva horaria de producción
 - Obtención del CAPEX y OPEX de la planta
 - Obtención de las fechas de inicio de construcción y operación de la planta

 - **SEGUNDA PARTE: Parque eólico**
 - Análisis del emplazamiento/determinación de zonas posibles
 - Elección de los aerogeneradores
 - Elección de la zona
 - Cálculo de producción y pérdidas
 - Obtención de las curvas horarias de producción dependiendo del número de aerogeneradores
 - Obtención del CAPEX Y OPEX de la planta
-

- **TERCERA PARTE: Modelo económico**
 - Obtención de la curva de precios horarios
 - Determinación de los PPAs para el proyecto y precio de venta de GdOs excedentarias
 - Desarrollo del modelo de rentabilidad (*UIIR, NPV, Delta*)
 - Cálculo de la potencia óptima de eólica

- **CUARTA PARTE: Análisis de resultados y conclusiones**
 - Análisis de sensibilidades
 - Formulado de conclusiones

1.6. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL EMPLAZAMIENTO

El proyecto fotovoltaico escogido para la realización de la hibridación y análisis de esta está previsto para estar situado en el término municipal de Castromonte (Valladolid).

Las coordenadas UTM del centro aproximado de la ubicación son:

X	332.616 m
Y	4.627.012 m

Tabla 3. Coordenadas UTM-ETRS89 (Zona 30 N)

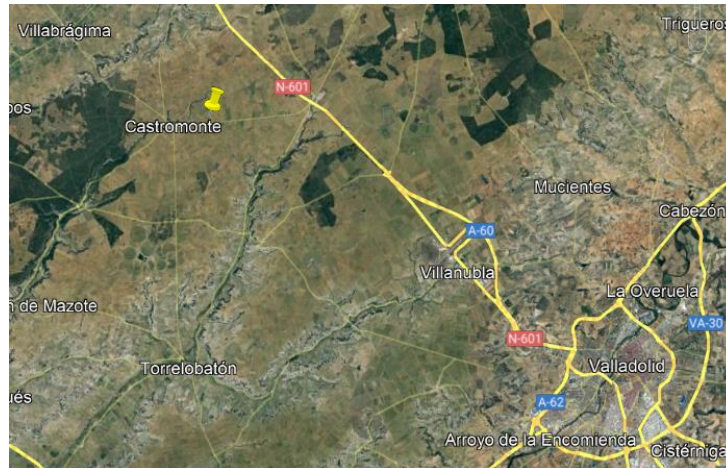


Figura 3. Ubicación geográfica del centro aproximado. Fuente: Google Earth Pro

En la *Figura 3* se ilustra la ubicación de las coordenadas mencionadas anteriormente, que se han representado mediante la chincheta amarilla.

El emplazamiento para la instalación de la planta fotovoltaica FV Agaporni Solar se escogió en base a la generación de energía solar. Se eligió con el objetivo de asegurar que la energía solar se maximizase y fuese viable económica, técnica y ambientalmente. A continuación, se enumeran las razones que han sido decisivas para la elección del emplazamiento como válido para la explotación de la energía solar:

- La zona escogida que parece tener una buena orientación con respecto a la trayectoria de la irradiación solar. En los siguientes apartados, se analizará el recurso por medio de una simulación en PVSyst, para asegurar que la radiación del lugar escogido es suficiente.
- La zona tiene un acceso que parece ser sencillo, tanto para entrar al emplazamiento como dentro de él. Esto es crucial para poder llevar a cabo la construcción de la planta y un buen mantenimiento de ella. La zona cuenta con una buena red de carreteras y caminos que facilitan este acceso.

- El terreno del emplazamiento no supone un obstáculo para la instalación de los paneles fotovoltaicos. Las estructuras pueden colocarse sin necesidad de grandes acondicionados del terreno. Además, cuenta con poca vegetación o zona de cultivo.
- La zona parece idónea para la generación de energía solar ya que no hay obstáculos en los alrededores, como valles o vegetación. Estos obstáculos podrían generar sombras que producirían pérdidas de generación de energía.
- No se encuentran áreas protegidas por su flora o fauna en la zona escogida.
- La subestación ubicada en La Mudarra proporciona al emplazamiento la capacidad de evacuar la energía generada a la red sin necesidad de grandes inversiones económicas o conocimientos técnicos.



Figura 4. Ubicación geográfica del centro aproximado y de la subestación. Fuente: Google Earth

Pro

En el Capítulo 4: Energía Eólica, se analiza el recurso eólico para poder analizar la viabilidad de instalación del parque eólico y determinar el área óptima dentro del emplazamiento para la colocación de los aerogeneradores.

Por temas de confidencialidad, el nombre de la planta no se puede revelar por lo que se ha utilizado un nombre simulado.

Capítulo 2. FOTVOLTAICA

2.1. INTRODUCCIÓN Y MARCO TEÓRICO

Se define como energía solar fotovoltaica a aquella que se obtiene de la transformación directa de radiación solar en energía eléctrica por medio de un dispositivo denominado célula fotovoltaica [1].

Las células fotovoltaicas o celdas solares son la base del funcionamiento de los paneles solares ya que son las encargadas de llevar a cabo el fenómeno que permite el funcionamiento de esta fuente de generación: el efecto fotoeléctrico.

El efecto fotoeléctrico es un fenómeno físico fundamental que ocurre cuando un material, de propiedades concretas, al ser impactado por radiación electromagnética (luz visible, radiación ultravioleta...), emite electrones. La radiación electromagnética está constituida por partículas de luz llamadas fotones. Al incidir sobre la superficie del material, estas pequeñas partículas provocan un “salto” en los electrones que, con la energía suficiente, los libera y permite su movimiento. El movimiento de los electrones crea una corriente eléctrica.

Este fenómeno se aprovecha por medio de las células fotovoltaicas para la generación de corrientes. Las células fotovoltaicas están hechas de un material semiconductor, que suele tratarse del silicio, este material cuenta con las propiedades necesarias para poder llevar a cabo el efecto descrito anteriormente. La clave del funcionamiento de estos dispositivos es colocar dos capas del material, pero tratarlas de manera distinta.

Una de ellas estará dopada con átomos que cuenten con exceso de electrones para que puedan liberarlos fácilmente al recibir la luz solar. Esta capa se denomina capa N y actúa como polo negativo.

La segunda capa, denominada capa P, debe estar dopada con átomos que tengan falta de electrones. De esta forma, cuando los electrones de la capa N se liberen, se moverán hacia esta segunda capa, que actúa como polo positivo, queriendo llenar estos huecos libres debidos a la falta de electrones. La diferencia de polaridad entre capas crea una diferencia de potencial y el movimiento de los electrones libres de una capa a otra, crea una corriente eléctrica corriente (DC). Como la energía obtenida por cada célula no es de gran tamaño, se disponen varias células en serie, que forman un panel solar [2].

Además de las células fotovoltaicas, el panel solar se compone de otras partes fundamentales:

1. Cubierta frontal: es un elemento utilizado para la protección de la parte frontal del panel solar de condiciones climatológicas, como la lluvia, el viento o la nieve. Una de sus funciones de crucial importancia es la protección de las células fotovoltaicas de posibles daños físicos. Se suele hacer de vidrio templado con trazas de hierro, para favorecer protección contra impactos o golpes y la transmisión de la radiación solar [3].
 2. Capas encapsuladas (trasera y frontal): son las encargadas de la protección de las células y sus contactos. Se encuentran después de la cubierta frontal y se suelen fabricar de polímeros transparentes que permitan pasar los rayos de luz.
 3. Marco de apoyo: parte que va unida a la estructura que soporta el panel. Proporciona soporte y rodea todo el panel. Los materiales empleados para la fabricación de esta parte suelen contar con una gran resistencia (acero, aluminio...).
 4. Protector posterior: Como su nombre indica, se encuentran en la parte posterior del panel y al igual que la cubierta frontal, esta parte aporta protección contra condiciones climáticas y, sobre todo, de la humedad. Suelen ser de color blanco para reflejar la luz solar que no haya sido absorbida por las células fotovoltaicas y se suelen ser de vidrios templados o plásticos.
-

5. Caja de conexiones: en esta parte se encuentran los cables que guían la corriente eléctrica generada en las células, recopilándola y entregándosela al sistema eléctrico. Los cables utilizados en esta parte se tratan de cables de corriente continua o PV y son aquellos que se ocupan de transportar la energía que se obtiene en las células.

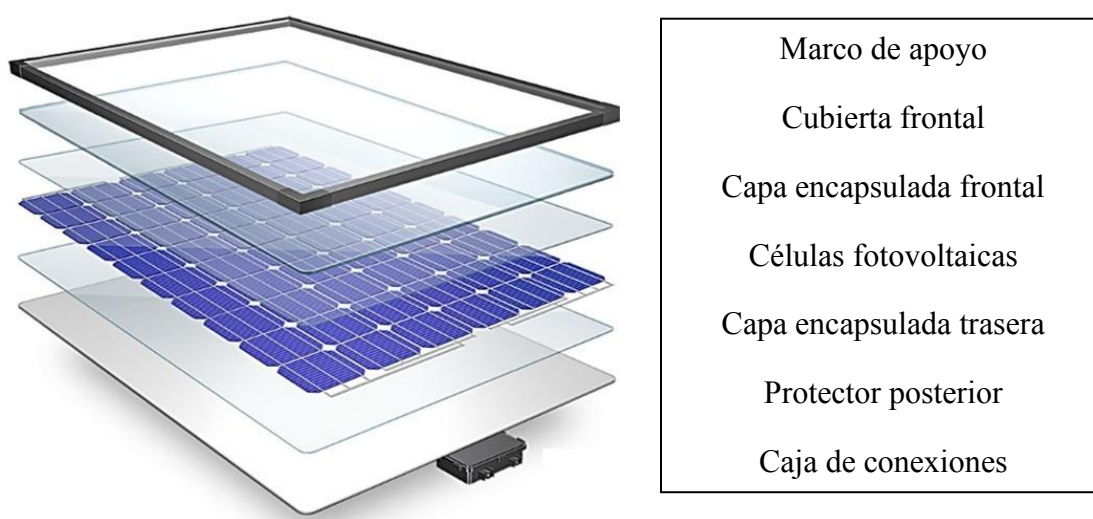


Figura 5. Partes de un panel fotovoltaico. [5]

También, existen los paneles fotovoltaicos compuestos por módulos bifaciales. Estos módulos permiten a los paneles tener la capacidad de absorber la radiación solar por la parte frontal y posterior. En otras palabras, son capaces de captar la radiación que se refleja en el suelo o en otros objetos, permitiendo un mayor aprovechamiento del recurso disponible en el lugar.

La diferencia principal entre los paneles descritos anteriormente (monofaciales) y los bifaciales, es el color del protector posterior. Se menciona que, en los paneles con módulos monofaciales, la parte posterior de la placa es de color blanco, para reflejar la luz solar que no haya sido absorbida por las células fotovoltaicas. En cambio, en los paneles con módulos bifaciales, como estos tienen la capacidad de absorber la luz solar por sus dos caras, los protectores posteriores son transparentes. De esta forma, se permite la captación de la

radiación por la parte posterior del panel. También, suelen estar fabricados de polímeros transparentes o de vidrio transparente. [6]

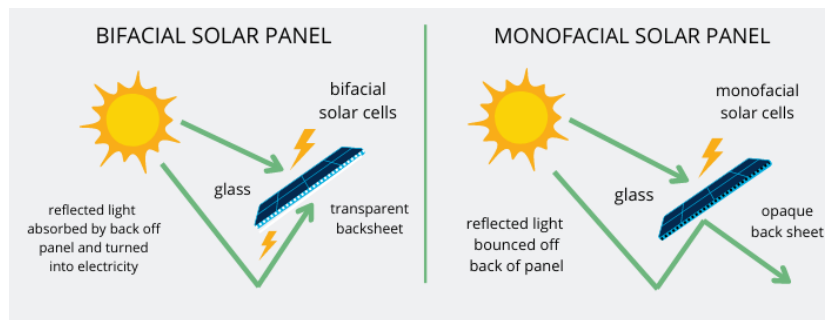


Figura 6. Paneles bifaciales vs. paneles monofaciales. [7]

Los paneles deben colocarse en estructuras. Las estructuras tienen varias funciones que son fundamentales para el correcto funcionamiento de los paneles solares.

- Aportan fijación, las estructuras se fijan a la superficie o suelo de forma que sirven de base sólida, firme y estable para los paneles.
- Permiten la orientación e inclinación adecuada. La colocación de los paneles en estructuras asegura que estén en la posición óptima para la maximización de su rendimiento y la mayor eficiencia energética, para que los paneles capturen la mayor cantidad de luz solar posible.
- Protección y resistencia a condiciones atmosféricas y climatológicas, gracias a su fabricación con materiales como el aluminio, acero inoxidable o galvanizado... están preparados para poder soportar vientos fuertes, cambios de temperatura, corrosión y otras adversidades climatológicas.

En términos generales, las estructuras pueden ser de dos tipos diferentes dependiendo si pueden moverse o no automáticamente para recibir la mayor cantidad de radiación posible.

- Estructuras fijas: se caracterizan por mantener una posición estática. Se diseñan en un ángulo y orientación determinada, dependiente del emplazamiento y de la

radiación del lugar. Se suele estudiar el recurso para encontrar la posición óptima que aproveche la mayor cantidad de radiación solar.

- Estructuras a seguidor (Trackers): estructuras capaces de seguir la trayectoria del sol imitando el movimiento de los girasoles. Dentro de este tipo de estructuras existen dos categorías dependiendo del número de ejes de giro que tengan: a un eje o a dos ejes. Los Tracks a un eje son aquellos que permiten el movimiento de los paneles alrededor de un solo eje (normalmente el horizontal) ajustándose a la posición del sol. Por otro lado, los Trackers a dos ejes se pueden ajustar alrededor de dos ejes: el vertical y el horizontal, permitiendo ajustar la posición y la altura del módulo. [8] [9]

Una vez generada la energía, se debe transportar. El transporte de la energía tiene varios elementos cruciales, entre ellos destacamos: el inversor, los cables eléctricos y el centro de transformación.

Como se ha mencionado anteriormente, la electricidad que se genera en los paneles está en forma de corriente continua. Se utilizan cables eléctricos para transportar esta corriente a un dispositivo llamado inversor.

El inversor se ocupa de convertir la corriente continua (DC) que llega de los paneles a corriente alterna (AC) [10].

Esto lo hace mediante un oscilador, que genera una onda sinusoidal de corriente alterna que está en fase con la red eléctrica, lo que permite su inyección. Por otro lado, los inversores sirven también para:

- Monitorizar de forma constante la producción de energía, variarla según las condiciones de generación.
 - Maximizar la eficiencia variando la salida de los paneles si su producción se está viendo afectada por adversidades climatológicas como sombras.
 - Supervisa el estado de los paneles para facilitar la detección de fallos o problemas.
 - Cumplimiento de normativas y regulaciones de seguridad y calidad de energía.
-

- Desconectan la energía en caso de haber fallos ya que cuentan con medidas de seguridad como interruptores de circuito.

Tras transformar la corriente continua (DC) en corriente alterna (AC) se debe adaptar la energía para el cumplimiento de las condiciones de intensidad y voltaje requeridas para su transporte [13].

Los centros de transformación (C.T.) son los elementos de las plantas fotovoltaicas que se ocupan la adaptación de la tensión de entrada a la red eléctrica, adecuando así la energía generada para su uso y distribución eficiente. Estas instalaciones convierten la energía que llega de los paneles de baja tensión (BT) a media tensión (MT) para poder distribuirla.

El principal componente de estos centros, como su nombre indica, son los transformadores, que son los que elevan o reducen la tensión al valor adecuado. La elevación o reducción de la tensión depende de las características de la planta y de los requisitos de la red en la que se quiera verter la energía [14].

2.2. ANÁLISIS DE RECURSO SOLAR

Es de crucial importancia realizar un buen análisis del recurso con el que cuenta el emplazamiento a la hora de diseñar una instalación de generación fotovoltaica. Se debe hacer de forma exhaustiva ya que debe ser lo más preciso posible para poder predecir el rendimiento, la generación y el aprovechamiento de la planta a lo largo de su vida útil. Esta parte también es muy importante a la hora de tomar la decisión de si llevar el parque a cabo o no [15].

Se han utilizado varias bases de datos a la hora de analizar el recurso de la zona. En primer lugar, se han consultado algunas páginas webs que proporcionan datos históricos de recurso en el emplazamiento. Estas páginas son: PVGIS y Meteonorm. Por otro lado, se han comprobado estos resultados mediante la simulación de la planta en el programa PVSyst. El programa en el que se ha basado principalmente este análisis ha sido PVSyst ya que se ha

programado de forma que tenga en cuenta la distribución del parque, los módulos escogidos, inversores y demás.

Por último, se analizarán dos factores del recurso que son claves para su correcto análisis y evaluación: la radiación solar disponible y la temperatura del emplazamiento. Se realizará también un pequeño comentario sobre la interacción de estas dos y su impacto en la producción de los paneles solares.

2.2.1. RADIACIÓN SOLAR

Para poder llevar a cabo un buen análisis de recurso, ha de tenerse en cuenta que la radiación que reciben los paneles, gracias a su inclinación, es la suma de tres componentes: la directa, la difusa y la reflejada o albedo.

A continuación, se muestran los datos obtenidos de radiación y temperatura en Castromonte para cada una de las fuentes. Estos datos se utilizarán más adelante para el cálculo de producción mediante simulación en PVsyst.

PVGIS			Meteonorm	
Mes	GlobHor	T Amb	GlobHor	T Amb
	KWh/m ²	°C	KWh/m ²	°C
Enero	55,1	4	53,7	3,61
Febrero	97,5	7,9	79,4	5,69
Marzo	137,3	8,6	130,2	9,07
Abril	134,4	11,5	162,4	10,57
Mayo	208,1	16,6	186,8	15,24
Junio	209,5	18,1	226,7	20,8

Julio	242,2	23,7	239,3	22,76
Agosto	203,7	21,7	206,5	22,45
Septiembre	156,3	18	152,2	18,31
Octubre	108,8	11,3	99,9	13,33
Noviembre	67,0	8,8	61,4	7,16
Diciembre	52,7	4,7	47,8	4,13
Anual	1672,5	12,9	1646,1	12,8

Tabla 4. Radiación y temperatura ambiente media del emplazamiento [16]/[18]

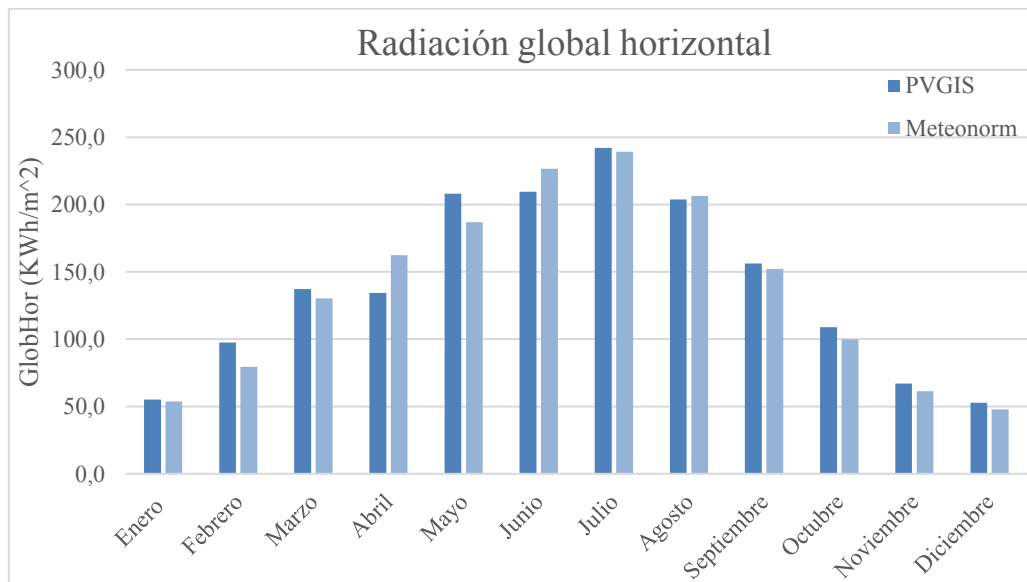


Figura 7. Representación gráfica de la radiación mensual [16]/[18]

Observamos que los valores obtenidos para cada fuente son muy parecidos, tendiendo lo obtenido mediante PVGIS ser mayor. Tras comparar las dos fuentes de datos y teniendo en cuenta la alta validación de Meteonorm en Europa, se ha escogido utilizarla como fuente de datos para realizar las simulaciones en PVsyst.

2.2.2. TEMPERATURA

Es importante tener en cuenta que la temperatura influye en la eficiencia energética y rendimiento de producción de los paneles fotovoltaicos. Para un mismo nivel de radiación, un incremento de temperatura reduce la producción y eficiencia de los paneles.

Por esto, se busca colocar los módulos en aquellas zonas en las que haya un viento moderado, que ayude a combatir el sobrecalentamiento. Para una misma cantidad de radiación solar recibida, se debe bajar la temperatura de los módulos para incrementar el rendimiento de estos.

2.3. DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA

2.3.1. FECHAS DE INICIO DE CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN

La planta está prevista para comenzar su construcción en julio de 2026 y empezar a operar en septiembre de 2027.

2.3.2. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA PLANTA

Como se ha mencionado anteriormente, el proyecto escogido es la instalación del parque fotovoltaico FV Agaporni Solar y su Línea subterránea de evacuación 30 kV, la subestación SET Agaporni solar 66/30 kV y la Línea Subterránea de Alta Tensión (L.S.A.T) 66kV. A continuación, se exponen las características técnicas principales del parque.

Potencia pico	25.660,80 kWp
Potencia instalada	22,5 MW
Capacidad de acceso REE	20,15 MWac

Módulos	Risen Titan RSM120-8-600BMDG, 600 Wp (42.768 uds)
Inversores	9 SMA SunnyCentral 2500-EV de 2.500 kVA (35°C)
Red Media Tensión	30 kV
Nº de circuitos MT	1 circuito
Tipo de conductor	XLPE 18/30 kV, 50 Hz

Tabla 5. Características principales del parque. Fuente: Propia

Cabe destacar que la potencia instalada de la instalación se establece a partir de la suma de las potencias máximas de los inversores. (Disposición Final Tercera del Real Decreto 1183/2020 de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica)

La configuración de la planta se divide en cinco sub-instalaciones, cada una con su propio centro de transformación. Las primeras cuatro contarán con un centro de transformación e inversión, un transformador de 5.000 kVA, dos inversores de 2.500 kVA y 288 cadenas de 33 módulos en serie. La quinta sub-instalación, diferente a las demás, se compondrá de un centro de transformación e inversión, un transformador de 2.500 kVA, un inversor de 2.500 kVA y 144 cadenas de 33 módulos en serie. A continuación se muestra una tabla que resume la configuración de la planta:

	Nº CT	Nº de inversores	Potencia Aparente a 40°C (kVA)	Potencia pico (kw)	Nº módulos	Nº strings
--	-------	------------------	--------------------------------	--------------------	------------	------------

Sub-instalación 01	1	2	5.000	5.702,4	9.504	288
Sub-instalación 02	1	2	5.000	5.702,4	9.504	288
Sub-instalación 03	1	2	5.000	5.702,4	9.504	288
Sub-instalación 04	1	2	5.000	5.702,4	9.504	288
Sub-instalación 05	1	1	2.500	2.851,2	4.752	144
TOTAL	5	9	22.500	25.660,8	42.768	1.296

Tabla 6. Configuración de la planta. Fuente: Propia

Cabe destacar que la potencia total aparente (kVA) estará limitada a 20.150 por la potencia en el punto de conexión, que es la potencia máxima que se puede verter a la Red Eléctrica Española.

2.3.3. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Se han escogido para este proyecto los módulos RISEN Titan RSM120-8-600BMDG.

Se tratan de módulos solares bifaciales de 600 Wp de potencia pico, compuestos de células monocristalinas de silicio encapsuladas en Acetato de Etileno-Vinilo (EVA) que brinda protección contra la radiación ultravioleta. Se han escogido estos módulos por su rendimiento, que resulta excelente, independientemente de la cantidad de radiación solar.

También, cuentan con un marco hecho de una aleación de aluminio anticorrosivo, con gran estabilidad y amplia gama de posiciones de montaje, gracias a su resistencia a torsión. Se

utiliza vidrio solar templado de alta transmisividad para la cubierta, garantizando transparencia y protección contra agentes atmosféricos.

Se contarán con 42768 módulos en toda la planta y estarán dispuestos en grupos de 33 en serie.

2.3.4. ESTRUCTURA FOTOVOLTAICA

Se utilizará una estructura soporte de los paneles de tipo seguidor o tracker a un eje. Este tipo de estructuras es idóneo ya que permite la orientación de los módulos de este a oeste dependiendo de la posición y movimiento del sol durante el día. Están hechos de materiales preparados para poder disminuir las dilataciones térmicas que provocan cargas extra que se transmiten a la estructura.

Los módulos deben estar dispuestos de forma que haya 2 en vertical y 33 en horizontal.

2.3.5. INVERSORES

Los inversores escogidos se tratan de los SMA Sunny Power 2500-EV que funcionarán como fuente de corriente. Son inversores auto conmutados y realizan el seguimiento del punto de máxima potencia del generador de forma automática. Se ha escogido también gracias a su incorporación de protecciones contra circuitos en alterna, tensión y frecuencia de red fuera de rango, sobretensiones y perturbaciones en la red.

El inversor se utilizará para la regulación de potencia generada por los módulos además de la revisión continua de la tensión, corriente del generador y del estado de la red de corriente alterna. Una de sus funciones consistirá en inyectar potencia una vez se haya generado lo suficiente en los módulos fotovoltaicos, cuentan con potencia de entrada variable para así aprovechar al máximo la potencia generada en los módulos.

El inversor dejará de funcionar si se da el caso de que la radiación solar no sea suficiente para generar una corriente eléctrica. Cuando la energía producida por los módulos no sea

suficiente se desconectará para evitar: fallo en la red eléctrica, tensión o frecuencia fuera de rango, o temperatura elevada.

2.3.6. TRANSFORMADORES

Los transformadores elegidos son ONAN y sus características se describirán a continuación. En primer lugar, se tratan de transformadores trifásicos con devanados de cobre o aluminio, sumergidos en aceite, con una pantalla metálica de puesta a tierra entre los devanados de alta tensión y baja tensión, y una refrigeración por circulación normal de aceite. Contarán, en el devanado de alta tensión, con un cambiador de tomas operable sin carga y desenergizado.

2.4. ESTUDIO DE PRODUCCIÓN Y PÉRDIDAS

En este apartado, como se ha mencionado anteriormente, se ha llevado a cabo mediante la simulación en el programa PVsyst. Esta simulación se ha utilizado para calcular la producción anual y específica de la planta diseñada. También se calcula el Performance Ratio (PR) y las pérdidas anuales. Por último, se utiliza para calcular la curva de producción horaria para un año tipo.

PVsyst se trata de una herramienta que simula la operación de sistemas fotovoltaicos a partir de datos meteorológicos históricos concretos y características específicas de la planta (modelo de los equipos, emplazamiento, distribución de la planta, etc.). También, permite la opción de generar las curvas de producción horaria para un año tipo, simulando la producción anual de la planta a cada hora del día.

En el *Anexo I* se aprecia el informe obtenido mediante esta simulación. En primer lugar, muestra los resultados principales obtenidos:

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR proporción
Enero	53.7	25.39	3,61	74.5	71.4	1909	1822	0.954
Febrero	79.4	33.17	5,69	109.3	105.3	2767	2647	0.944
Marzo	130.2	47.51	9,07	179.5	173.1	4404	4208	0.913
Abril	162.4	56.48	10,57	220.3	212.8	5196	4953	0.876
Mayo	186.8	75.85	15,24	247.5	239.1	5708	5179	0.815
Junio	226.7	65.73	20,80	309.5	299.9	6940	6619	0.833
Julio	239.3	61.82	22,76	329.4	319.5	7379	6495	0.768
Agosto	206.5	57.02	22,45	287.1	278.0	6502	6204	0.842
Septiembre	152.2	49.09	18,31	212.7	205.7	5014	4469	0.819
Octubre	99.9	41.81	13,33	134.9	129.8	3300	3156	0.912
Noviembre	61.4	26.34	7,16	86.0	82.7	2169	2071	0.938
Diciembre	47.8	21.90	4,13	65.9	63.2	1684	1605	0.949
Año	1646.1	562.09	12.80	2256.6	2180.4	52971	49428	0.854

Leyendas

GlobHor Irradiación horizontal global

DiffHor Irradiación difusa horizontal

T_Amb Temperatura ambiente

GlobInc Global incidente plano receptor

GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados

EArray Energía efectiva a la salida del conjunto

E_Grid Energía inyectada en la red

PR Proporción de rendimiento

Tabla 7. Resultados principales PVsyst. Fuente: PVsyst

Antes de comentar los resultados de la tabla, es importante definir el concepto de proporción de rendimiento o Performance Ratio. Se define como la relación entre lo que produce un módulo fotovoltaico y lo que debería producir idealmente según la radiación solar que está absorbiendo. Es la métrica utilizada para medir cómo de eficientes son los paneles solares en un emplazamiento determinado.

Se observa, en la tabla anterior (Tabla 7) la relevancia de la temperatura en el rendimiento de la producción de los módulos fotovoltaicos. Por ejemplo, en el mes de julio, se tiene el valor de radiación (GlobHor) mayor (239,3 kWh/m²) pero también la temperatura más alta (22,76°C) en comparación con los otros meses. La resultante de este suceso se traduce en el menor valor de proporción de rendimiento (0,768). En cambio, en diciembre, se absorbe una radiación mucho menor (53,7 kWh/m²) con una temperatura baja (3,61°C). El PR que se calcula para diciembre es de 0,954, mucho mayor que el obtenido para julio.

Por último, se obtuvo la curva horaria de producción para un año tipo. Esta curva se ha incluido en el modelo de hibridación. PVsyst ofrece la opción de utilizar distintas fuentes de

datos para la realización de los cálculos de producción. Para esta planta se han utilizado los datos de Solargis ya que son los más precisos y fiables disponibles para este tipo de cálculos.

Capítulo 3. EÓLICA

3.1. *INTRODUCCIÓN Y MARCO TEÓRICO*

El concepto clave de la fuente de energía renovable eólica es la transformación de la energía cinética del viento en energía mecánica, gracias al movimiento de las palas de un molino de viento o aerogenerador. Esta energía pasa a convertirse en electricidad por medio de un generador. [20][21]

Para poder comprender mejor este tipo de energía, se debe analizar el funcionamiento de las grandes máquinas que hacen posible este fenómeno: los aerogeneradores. Estos, son los que captan la energía proveniente de la velocidad del viento y realizan los procesos de conversión para la obtención de energía eléctrica.

Se dividen en cuatro partes fundamentales, cada una encargada de una parte esencial del proceso. [22]

1. **Aspas o palas:** Se ocupan de captar el viento, de moverse con él y transmitir el giro que provoca el viento a un eje. El conjunto de las tres palas se denomina rotor y en él ocurre la transformación de energía cinética a mecánica (la velocidad del viento se convierte en el giro de un eje)
 2. **Multiplicadora:** Una vez que la velocidad del viento se ha convertido en un lento giro del eje conectado al rotor, esta parte del aerogenerador eleva la velocidad de dicho giro. Normalmente, de unos 30 rpm a 1500 rpm.
 3. **Generador:** El giro, ya con velocidad de unos aproximadamente 1500 rpm, es transmitido por medio de un eje al generador. El generador convierte la energía mecánica de rotación en electricidad. [22]
-

4. Transformador: Una vez obtenida la electricidad, se eleva la tensión para poder realizar la evacuación de la energía. Esta parte del proceso es crucial para poder distribuir la energía y entregarla a Red eléctrica en las condiciones requeridas.

Además de las partes anteriores, que se clasificarían como las de mayor importancia, destacamos los siguientes componentes con los que también cuenta un aerogenerador:

- Cimientos: Bloque estructural de hormigón, de gran tamaño, que tiene como función dar soporte y estabilidad al aerogenerador. Se encuentra en el suelo y no es visible. [23]
 - Torre: Suele estar hecha de tubos de acero cilíndricos o de hormigón armado y sirve para dar altura a las palas del aerogenerador. Esta altura debe ser la necesaria para así captar los vientos de mayor velocidad y depende de la potencia requerida y del recurso disponible.
 - Sistema de orientación (veleta): componente que permite al aerogenerador conocer la dirección del viento que incide en las palas y orientarse respecto a ella.
 - Anemómetro: Mide la velocidad del viento. Está programado para trabajar en un rango de velocidades, en el caso de que la medición hecha por el dispositivo se saliese del rango de trabajo, las palas se detendrían. Esta medida se lleva a cabo para evitar sobretensiones a altas velocidades y subtensiones a bajas, así como para la seguridad estructural del propio aerogenerador.
 - Buje: Es la parte central del rotor, la unión entre las tres palas que permite que estas se muevan a la vez.
-

- **Góndola:** es el “chasis” del aerogenerador, se sitúa en lo más alto de la torre y alberga las cuatro partes fundamentales de la máquina, mencionadas anteriormente.



Figura 8. Partes de un aerogenerador [24]

Una vez vistos los componentes principales de un aerogenerador y su funcionamiento, se hablará de su clasificación. La clasificación de las turbinas eólicas resulta de gran importancia a la hora de elegir las dependiendo de las condiciones del emplazamiento.

Las turbinas eólicas se clasifican según la norma internacional IEC 61400-1:2019, publicadas por la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC). Esta norma asegura que las turbinas sean seguras y fiables ya que establecen criterios de diseño específicos que lo garantizan. Los criterios de diseño tienen en cuenta, sobre todo, las condiciones externas (velocidad media/extrema y turbulencias) a las que se enfrenta la turbina eólica por estar instalada en un emplazamiento determinado. [25][26]

En primer lugar, se clasifican según la velocidad del viento media y extrema del emplazamiento en cuatro clases: [26]

- **Clase I:** turbinas que vayan a soportar vientos constantes y fuertes, de gran velocidad y con turbulencias notables. Deben soportar vientos de hasta 10 m/s de velocidad media y 50 m/s de velocidad extrema.

- **Clase II:** turbinas que vayan a soportar vientos moderados, que puedan llegar a ser adversos en términos de velocidad elevada y turbulencias. Deben soportar vientos de hasta 8.5 m/s de velocidad media y 42.5 m/s de velocidad extrema.
- **Clase III:** turbinas que vayan a soportar vientos leves, con velocidades bajas y turbulencias menores. Deben soportar vientos de hasta 7.5 m/s de velocidad media y 37.5 m/s de velocidad extrema.
- **Clase S:** turbinas diseñadas de forma especial y dependiendo de las características únicas del recurso del emplazamiento.

Se define como velocidad media del viento a la velocidad promedio durante todo el año, mientras que la velocidad extrema se refiere a la velocidad máxima que puede soportar una turbina sin dañarse.

3.2. ANÁLISIS DEL RECURSO EÓLICO

3.2.1. VELOCIDAD DEL VIENTO

La velocidad del viento es un factor de crucial importancia a la hora de evaluar un emplazamiento en lo que respecta al recurso eólico. Además, es esencial para la elección de los aerogeneradores que se instalarán en la planta ya que deben estar diseñados para soportar estas velocidades y poder trabajar con la mayor eficiencia posible.

Es fundamental para un proyecto de tecnología eólica tener datos de viento reales medidos por torres meteorológicas instaladas en el emplazamiento. Como estos datos no están disponibles, se utilizarán otro tipo de herramientas.

Para el análisis de esta característica del recurso se utilizarán herramientas denominadas atlas eólicos y fuentes de datos de mesoescala (series de datos históricos obtenidas a partir de modelos de viento y de estaciones meteorológicas de referencia). Se tratan de mapas que reúnen información detallada sobre el potencial de energía eólica, recurso eólico, en una

zona determinada. Esta información contiene datos de dirección y velocidad del viento a alturas determinadas sobre el suelo. En concreto, se analizarán los datos obtenidos del atlas eólico global (global wind atlas).

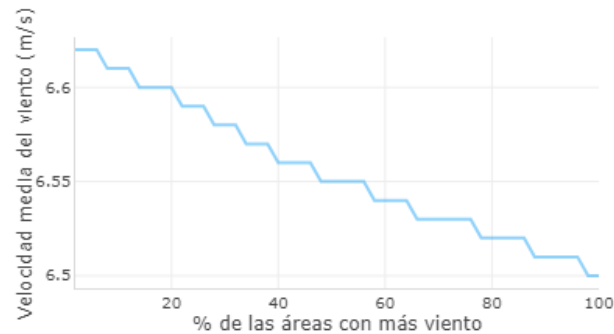


Figura 9. Distribución de las velocidades medias del viento de Global Wind Atlas [27]

En la *Figura 9* se muestra la función de distribución de frecuencia de la velocidad media del viento en el emplazamiento a 100 m sobre el nivel del suelo.

3.2.2. DIRECCIÓN DEL VIENTO

Existe otro parámetro esencial para el análisis y caracterización del recurso eólico: la dirección del viento. Principalmente, es de crucial importancia para la colocación correcta de los aerogeneradores. Esta colocación va sujeta a varios factores técnicos y operativos que afectan al rendimiento y eficiencia de las turbinas, entre otros.

Para llevar a cabo el análisis de la dirección del viento se utilizan unos gráficos denominados rosas del viento. Las rosas del viento representan de forma gráfica estadísticas de la dirección del viento que han sido recogidas a lo largo del tiempo, pudiéndose interpretar como la variación de la dirección del viento en un sitio concreto. Estos gráficos se componen de varias circunferencias concéntricas y una serie de barras o franjas que nacen del centro. La clave para su interpretación se apoya en las direcciones que toman estas barras y de su anchura, representando la dirección del viento y su frecuencia, respectivamente.

Se han obtenido las rosas del viento de dos fuentes distintas para así asegurar una determinación aproximada de la dirección del viento en el emplazamiento.

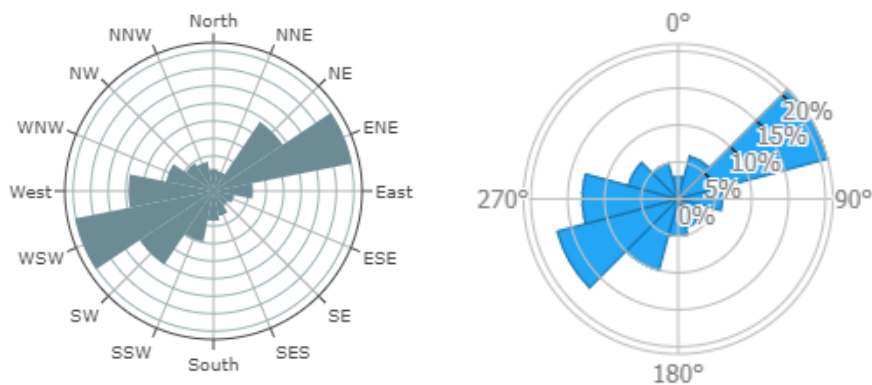


Figura 10. Rosas del viento obtenidas de VORTEX (izquierda) [33] y Global Wind Atlas (derecha) [27]

En la figura (Figura 10) anterior se puede apreciar que, aun proviniendo de fuentes distintas, ambas rosas muestran una distribución parecida. De esta forma se determina que las direcciones predominantes del viento en el emplazamiento escogido parecen ser el este noreste y el oeste noroeste dado que las barras de mayor anchura se encuentran orientadas en estas direcciones.

3.3. DESCRIPCIÓN DEL PARQUE EÓLICO

3.3.1. FECHAS DE INICIO DE CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN

El parque eólico está previsto para comenzar su construcción 3 años después del inicio de construcción de la planta fotovoltaica (julio 2029) y tardaría dos años más en construirse por lo que comenzaría a operar en julio de 2031.

3.3.2. AEROGENERADORES

Se escogieron para la hibridación Agaporni las turbinas SIEMENS-GAMESA SG 6.6-170 (6,6 MW de potencia nominal y 170 m de diámetro de rotor). Esta decisión se basó en varios criterios.

En primer lugar y como criterio principal, se tomó el recurso eólico de la zona y, más concretamente, las velocidades medias del viento en el emplazamiento. Éstas pueden considerarse de orden bajo ya que son menores que 7.5 m/s. En este caso, la clase de la turbina más adecuada para las condiciones de velocidad de viento media se trata de la Clase III, según la clasificación IEC [26]. Las turbinas SIEMENS-GAMESA escogidas cuentan con esta clasificación ya que están diseñadas para trabajar de forma eficiente y correcta en lugares con vientos moderados, por esto se adecúan al recurso del emplazamiento escogido.

La potencia nominal de las máquinas es otro criterio que ha determinado la elección de turbinas. Estas turbinas cuentan con una potencia nominal unitaria elevada que permite llegar a potencias mayores con menor número de máquinas. Esto se ha tenido en cuenta para reducir el coste inicial, además de los costes de operación y mantenimiento. También, un menor número de turbinas supone un requerimiento menor de espacio y facilita la colocación adecuada de estas.

El modelo SG 6.6-170 es el que cuenta con el mayor tamaño de diámetro de rotor. Esto resulta muy importante ya que, al ser un proyecto en fase temprana de estudio, conviene que las restricciones de espacio, medioambientales y de carácter técnico, sean lo mayores posible. Esta medida sirve para asegurar que, si surge el caso de que se quiera cambiar el tamaño de las máquinas, se sigan cumpliendo todos los requisitos y restricciones de espacio necesarias. De esta forma también se obtiene un seguro sobre el impacto medioambiental y consideraciones técnicas, evitando tener que repetir estos estudios si se cambia el tamaño de las turbinas. Además, la elección de turbinas con mayor diámetro de rotor también implica

una mayor captación y aprovechamiento del recurso de la zona ya que el área de barrido es mayor.

Por último, se ha escogido una altura de buje “tipo” para el modelo de turbina seleccionado y el emplazamiento escogido. La altura de buje final dependerá de los datos reales de viento y de los análisis de recurso que se realizarán en etapas más avanzadas del proyecto. De esta forma, se podrá reevaluar la conveniencia de mantener la altura escogida o analizar el impacto de escoger una superior. La altura de buje tipo escogida son 115 metros.

3.3.3. LÍMITES DE POTENCIA

La tramitación de proyectos en España cuenta con un marco regulatorio distinto dependiendo de la potencia instalada del proyecto, distinguiéndose dos casos: proyectos de más de 50 MW y proyectos con una potencia menor. Los proyectos de plantas renovables con potencias instaladas mayores de 50 MW van sujetos a varias complicaciones y dificultades en la tramitación.

En primer lugar, estos proyectos deben conseguir una aprobación de su impacto ambiental mediante una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) positiva proporcionada por el Gobierno. Este proceso de evaluación suele resultar pesado ya que puede ser largo y con muchas complicaciones. Además, requiere informes detallados de la planta y tener la capacidad de obtener soluciones a cualquier requisito no cumplido o problema, independientemente de lo que suponga. [36][37][73]

Además de esto, este tipo de proyectos, una vez obtenida la DIA positiva, deben someterse a una tramitación en el ámbito estatal lo que significa que deben obtener la aprobación del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), que es parte de la Administración Central del Estado. [36][37][73]

Por otro lado, el proceso de aprobación de proyectos de generación renovable resulta más sencillo cuando la potencia instalada es menor a los 50 MW. A diferencia de los proyectos

de más de 50 MW instalados, los que sean menores son regulados y necesitan la aprobación de las administraciones autonómicas, esto hace el proceso más sencillo y menos exhaustivo. [36]

Por este mismo motivo, se busca que la potencia instalada de la hibridación formada por el parque eólico a dimensionar y la planta fotovoltaica FV Agaporni Solar sea menor que 50 MW.

La potencia instalada de la planta fotovoltaica son 22,5 MW por lo que, con el objetivo de cumplir la condición anterior, la potencia máxima de eólica a instalar es de 27,5 MW. Teniendo en cuenta que la potencia unitaria de los aerogeneradores escogidos para el proyecto es de 6,6 MW y la potencia máxima mencionada anteriormente, se concluye que el número de aerogeneradores de la instalación debe ser como mínimo uno y como máximo, cuatro. En términos más precisos, la potencia instalada de eólica debe estar entre 6,6 MW y 26,4 MW.

3.4. *ELECCIÓN DE PARCELAS*

Para poder elegir el lugar dentro del emplazamiento en el que colocar los aerogeneradores, se ha utilizado QGIS.

QGIS es un sistema de información geográfica que permite trabajar con información geoespacial. En este caso, se ha utilizado para crear un mapa con capas correspondientes a cada una de las restricciones que debe cumplir la zona o parcela dentro del emplazamiento elegida para la colocación de los molinos. De este modo, se han ido descartando zonas hasta encontrar una selección de áreas que cumplen todos los requisitos impuestos.

A continuación, se describe el proceso que se ha seguido para poder delimitar estas áreas.

3.4.1. DATOS DE PARTIDA

Para poder delimitar las parcelas en las que se podrían colocar los aerogeneradores, es crucial tener en cuenta los siguientes factores y datos de partida.

En primer lugar, se ha localizado la ubicación de la subestación a la que se entregará toda la potencia generada en la instalación hibridada. Como se ha mencionado anteriormente, dicha subestación se encuentra en la Mudarra, su ubicación se muestra en la *Figura 4*.

En segundo lugar, según se establece en el Anexo II del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, “en el caso de que se realice una hibridación, a los efectos de los permisos de acceso y conexión, la instalación se considerará la misma siempre que se cumplan los criterios anteriormente señalados” [38], siendo el criterio de interés relativo a la ubicación geográfica. En dicho criterio se establece que, para que la ubicación geográfica no se vea modificada, la diferencia entre el centro geométrico de la instalación inicial y final debe ser menor a 10 km. En otras palabras, si el centro geométrico inicial es el de la planta fotovoltaica, el centro geométrico de la fotovoltaica y la eólica junta no debe estar a más de 10.000 m de la inicial. Por esto mismo, se crea una primera capa o “buffer” que delimita una zona circular de 15 km de radio y con su centro en la ubicación de la subestación de la Mudarra, que sirve de estimación para garantizar que se cumpla la ley descrita anteriormente.

Una vez delimitada la zona que tiene de centro la subestación, se debe considerar la calidad del recurso eólico. Para ello, teniendo en cuenta el análisis de la velocidad media del viento realizada, se generan dos capas que resaltan las áreas que tienen una velocidad media del viento de 6,5 m/s y 6,2 m/s a 100 m de altura sobre el nivel del suelo. De esta forma se asegura un buen recurso en las parcelas que cumplen las restricciones necesarias para la colocación de los aerogeneradores.

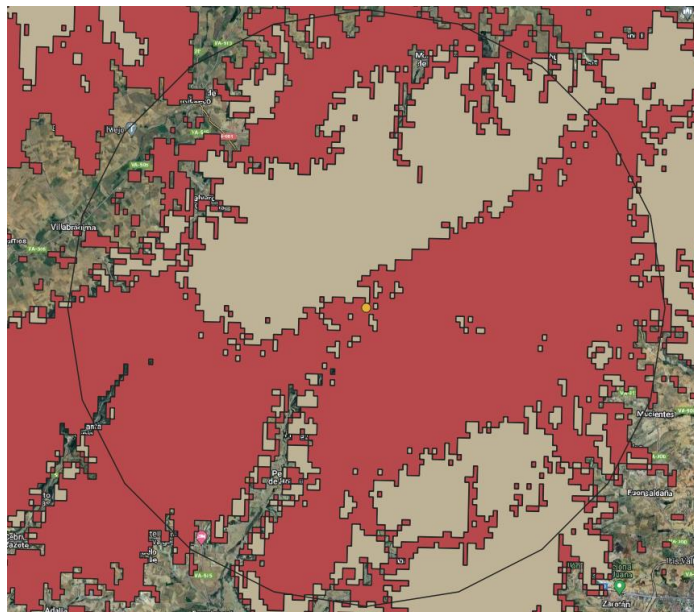


Figura 11. Capas de velocidad media del viento de 6,5 m/s (beige) y 6,2 m/s (rojo). Fuente: QGIS

3.4.2. RESTRICCIONES

A continuación, se enumeran las restricciones y requerimientos que se deben de tener en cuenta para la elección de la zona en la que se colocarán los aerogeneradores:

- Se debe de mantener una distancia de un mínimo de 8 veces el diámetro del rotor a la posición planteada más cercana a aerogeneradores de otros parques (Decreto 43/2008, 15 de mayo)
- Se recomienda una distancia mínima de 500 m a carreteras de la red estatal y de 200 m a carreteras provinciales y autonómicas (Decreto 42/2008, 15 de mayo)
- Se debe de mantener una distancia mínima de 1,5 veces la altura total del aerogenerador a líneas eléctricas aéreas de alta tensión y líneas de ferrocarril.
- Se debe de mantener una distancia mínima de 1000 m a antenas de telecomunicaciones (Ley 9/2014 de 9 de mayo).
- Se debe de mantener una distancia mínima de 1,5 veces la altura de buje del aerogenerador a elementos protegidos (Decreto 42/2008, 15 de mayo).

- Se recomienda una distancia mínima de 500 m a entidades no delimitadas como núcleo rural y de 1000 m a núcleos rurales (Decreto 42/2008, 15 de mayo).
- Se recomienda una distancia mínima de 120 m a ríos.

Estas restricciones se añaden en forma de capas en el programa, cada una correspondiéndose con una capa. Se realizan también varias operaciones para fijar las distancias exactas que se deben respetar en cada capa o restricción. [39]

3.4.3. PARCELAS

Una vez se ha añadido todo lo mencionado anteriormente, obtenemos las siguientes zonas o parcelas:

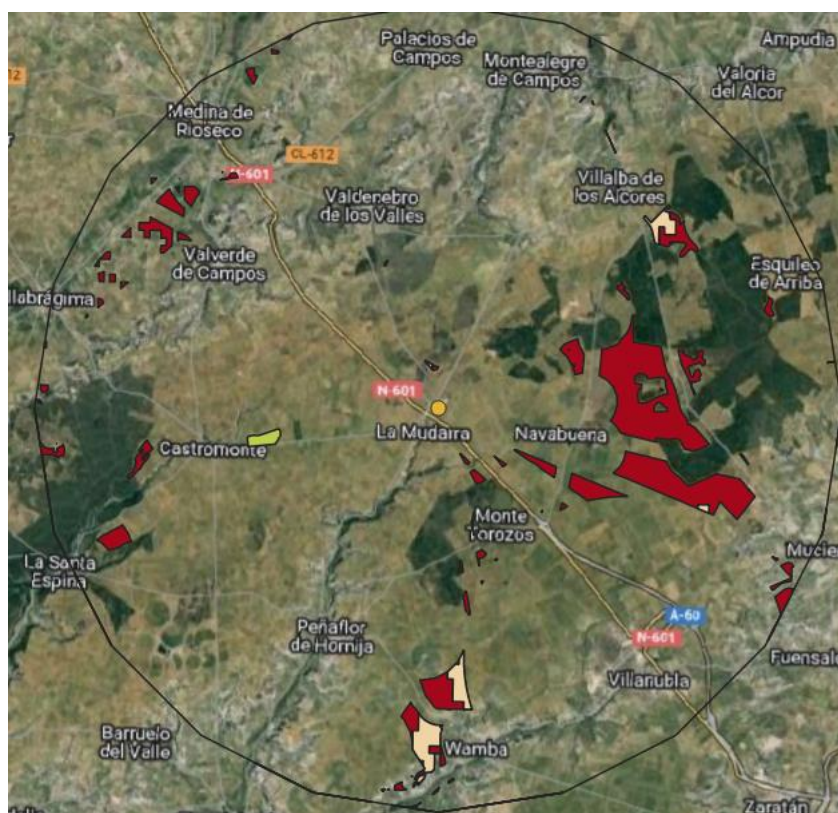


Figura 12. Parcelas

Se observa una diferencia de color entre algunas parcelas, esto se debe a las capas de velocidad media del viento, correspondiendo el rojo a las zonas con 6,2 m/s y el beige a 6,5 m/s.

Se eliminan varias de las parcelas representadas en la *Figura 12* por tamaño, dejándose solo aquellas que son lo suficientemente grandes como para que se puedan respetar las distancias requeridas entre aerogeneradores del mismo parque.

Sabiendo que la parcela marcada en amarillo se trata del parque fotovoltaico, se descartan algunas zonas por cercanía y facilidad de conexión. Con este criterio, reducimos las opciones a las siguientes dos zonas formadas por un conjunto de parcelas, en las que se analizará la producción para así elegir la más eficiente energéticamente.

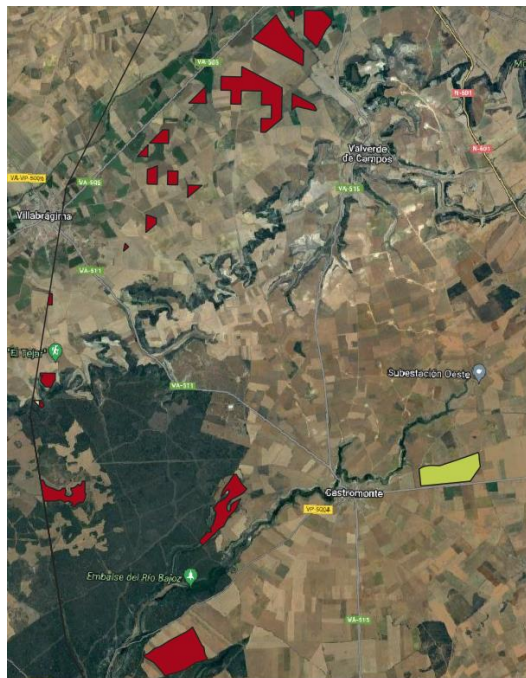


Figura 13. Zonas elegidas para el análisis de producción. Fuente: QGIS

Se observa en la figura (*Figura 13*) anterior que una de las zonas se encuentra ubicada en el sur, mientras que la otra está en el norte. De esta forma, en los siguientes capítulos irán referidas como Zona Norte y Zona Sur.

3.5. *DETERMINACIÓN DE LAS POSICIONES DE LOS AEROGENERADORES DE LAS POSIBLES ZONAS*

El siguiente apartado se divide en dos partes, correspondientes a las zonas que se van a analizar y comparar. En cada apartado se propone un Layout o combinación de posiciones para 5 aerogeneradores que se utilizarán para el cálculo de producción y pérdidas de cada zona.

Se ha optado por la implementación de una turbina adicional en cada zona para aportar un margen de maniobra en el caso en el que una de las posiciones escogidas pueda ser descartada por factores ambientales o motivos imprevistos. Esta decisión concede una medida de seguridad además de ofrecer la posibilidad de optimizar la configuración final del parque eliminando la turbina que sea menos conveniente.

Para la colocación de los aerogeneradores se debe tener en cuenta, además de las restricciones mencionadas anteriormente, un concepto denominado efecto estela. El efecto estela se puede definir como la perturbación que se genera en el viento tras chocar con las palas del aerogenerador, alterando su flujo. Como consecuencia a esta perturbación del recurso, el viento resultante tiene una menor velocidad y menos “limpio” al llegar a las demás turbinas. Esta reducción de la velocidad y aumento de turbidez supone una reducción de la eficiencia energética y genera pérdidas en los aerogeneradores cercanos.

La colocación óptima de las turbinas es crucial para la reducción de las consecuencias de este efecto al máximo y así asegura un aprovechamiento óptimo del recurso eólico. Se debe conseguir una distancia entre aerogeneradores que reduzca las pérdidas por estela y sea lo suficientemente próxima como para hacer un buen uso del espacio disponible.

Con el objetivo de optimizar la disposición de las máquinas, se enumeran una serie de condiciones que se deben cumplir, algunas ya mencionadas anteriormente: [39]

- Se debe de mantener una distancia de un mínimo de 5 veces el diámetro del rotor en la dirección predominante del viento, 2 en la perpendicular y la suma vectorial para el resto de las direcciones entre aerogeneradores del mismo parque (Decreto 42/2008, 15 de mayo)
- Se debe de mantener una distancia de un mínimo de 8 veces el diámetro del rotor a la posición planteada más cercana a aerogeneradores de otros parques (Decreto 43/2008, 15 de mayo)
- Las filas de aerogeneradores deben estar orientadas de forma perpendicular a la dirección predominante del viento para maximizar la producción.

3.5.1. ZONA NORTE



Figura 14. Layout de tubrinas en la Zona Norte. Fuente: Google Earth Pro

3.5.2. ZONA SUR



Figura 15. Layout de tubrinas en la Zona Sur. Fuente: Google Earth Pro

3.6. CÁLCULOS DE PRODUCCIÓN Y PÉRDIDAS

En este capítulo se detallará el proceso por el que se ha escogido la zona idónea para la colocación del aerogenerador y la obtención de las curvas horarias de producción. Para ello, se han realizado varias simulaciones de los parques diseñados anteriormente mediante la herramienta integral WindPro.

WindPRO se define como un software utilizado para diseñar, evaluar y simular proyectos de energía renovable. Su funcionamiento se basa en el modelado de la distribución del viento por medio de la combinación de datos históricos meteorológicos y de recurso, métodos matemáticos de simulación y datos técnicos de las turbinas escogidas para analizar el potencial eólico en un emplazamiento determinado. Mediante las simulaciones calcula la producción de energía total y de cada turbina, además del rendimiento del parque total.

También, permite añadir información de factores que puedan generar pérdidas y afectar a la producción como, por ejemplo, parques vecinos. [42]

Se menciona que, en parte, el funcionamiento de WinPro depende de datos históricos meteorológicos y de recurso. Estos datos se pueden obtener de muchas fuentes y bases de información disponibles. Se han considerado, por un lado, los atlas eólicos (Global Wind Atlas) y, por otro los datos de mesoescala (EMD).

Para este proyecto, los siguientes apartados se han basado en las simulaciones realizadas utilizando EMD de base de datos. Esta decisión está respaldada por varias razones. En primer lugar, los datos de esta fuente están basados en series históricas que abarcan muchos más años que Global Wind Atlas, permitiendo un ajuste mayor y un resultado más cercano de la realidad. Los datos de EMD son locales, permiten identificar las condiciones micro climáticas específicas del emplazamiento. En conclusión, la utilización de los datos proporcionados por EMD resultan ser una mejor opción que los atlas eólicos ya que se requiere mucha fiabilidad y precisión al tratarse de datos muy específicos.

3.6.1. DETERMINACIÓN DE LA ZONA

Las simulaciones realizadas han permitido la comparación, en términos de eficiencia energética, ambas zonas.

En el Anexo II se aprecia el informe que el programa genera para mostrar los resultados obtenidos de condiciones ambientales de las posiciones de las turbinas y su producción mediante la simulación. El análisis de este informe es de gran importancia para una mayor comprensión del rendimiento de los aerogeneradores por separado y como conjunto. Permite también evaluar si las posiciones escogidas son las óptimas para maximizar la eficiencia energética y la rentabilidad del parque.

En los siguientes apartados se describen los datos obtenidos para cada zona y los cálculos que se han hecho para obtener una idea de su eficiencia energética y su producción.

3.6.1.1. DATOS BRUTOS

En primer lugar, se deben seleccionar los resultados de mayor interés que aparecen en el informe proporcionado por WindPro. Para cada aerogenerador, considerando su posición y datos técnicos, el informe muestra el resultado obtenido mediante la simulación de su producción anual bruta y neta, la velocidad media anual libre y reducida del viento que recibe en su posición determinada y el porcentaje de estelas con el que cuenta (perdidas). Además, estos resultados también se dan para el parque como conjunto.

Para los cálculos y el análisis se utilizará la velocidad del viento media libre ya que es aquella que no tiene en cuenta las pérdidas por estela. Por otro lado, se utilizará el resultado de producción anual neta de cada turbina, con la que se calculará la producción anual bruta. Las correcciones que se necesiten realizar a estos resultados se harán de forma manual, utilizando los factores de pérdidas y condiciones que se suelen considerar por la empresa.

Estos resultados, que se aprecian en el informe del Anexo II, son los que se utilizarán para calcular la eficiencia del parque y analizar cada zona.

3.6.1.2. CORRECCIONES

Una vez se han seleccionado los datos más significativos del informe, se deben realizar una serie de correcciones y cálculos para llevar a cabo su análisis. Para ello, se ha utilizado un libro de Excel, en el que se han añadido los factores de pérdidas mencionados anteriormente.

Se han utilizado valores estándar que sirven como aproximación y se encuentran dentro de los rangos definidos en el sector, sin embargo, se debe considerar que este tipo de pérdidas dependen del emplazamiento y de las condiciones reales del mismo. Para este proyecto, se han considerado las siguientes pérdidas y sus valores: [39]

- Pérdidas por disponibilidad: se tratan de las pérdidas existentes por la disponibilidad de la turbina que garantiza su fabricante. Son dependientes del modelo que se escoja
-

y están asociadas a la producción del aerogenerador. Se han fijado en un valor del 3%, asegurando que las turbinas funcionarán el 97% del tiempo.

- Pérdidas eléctricas: son aquellas que se producen durante la generación y el transporte de la energía desde la turbina hasta el punto en el que se vierte la energía (transformador del aerogenerador, cableado, subestación, etc.). Su valor es de un 2,5%
- Pérdidas por el rendimiento de las turbinas: Tienen un valor de 1,5% y están asociadas a los factores que pueden generar un rendimiento del aerogenerador distinto al óptimo.
- Pérdidas medioambientales: pérdidas generadas por factores del emplazamiento que afectan el rendimiento de las turbinas como: formación de hielo o suciedad en las palas, temperaturas extremas o cambios notables en la vegetación. Se evalúan en un 1,3%.

Primero, se calcula la producción anual bruta y las horas equivalentes brutas anuales de cada aerogenerador por medio de la producción anual neta calculada con WindPro. Para ello, se ha calculado el factor de corrección correspondiente a las pérdidas que pueden generar las estelas de turbinas cercanas de la siguiente forma:

$$WAKES = 1 - \left(\frac{Estelas}{100}\right)$$

Donde, al factor de corrección de estelas se le ha llamado *WAKES* y a el porcentaje de estelas con el que cuenta la turbina *Estelas (%)*.

A continuación, con el factor de corrección de estelas determinado, se calcula la producción anual bruta de cada turbina de la siguiente forma:

$$AEP\ Bruta\ P50 = \frac{AEP\ Neta}{WAKES}$$

Donde, *AEP Bruta P50 (MWh/año)* es la producción anual bruta de cada turbina, *WAKES* es el factor de corrección de estelas y *AEP Neta (MWh/año)* es la producción anual neta.

Las horas equivalentes brutas anuales se calculan mediante el cociente de la producción anual bruta y la potencia instalada de cada turbina en megavatios (6,6 MW):

$$H. Equiv. Brutas P50 = \frac{AEP Bruta P50}{Pot. Instalada}$$

Donde, las horas equivalentes brutas anuales se nombran *H. Equiv. Brutas P50 (h)* y *Pot. Instalada (MW)* es la potencia instalada de cada turbina.

Una vez se han obtenidos los datos brutos corregidos, se calcula la producción anual neta teniendo en cuenta todas las pérdidas. El cálculo se realiza con el producto de la producción anual bruta calculada anteriormente y los distintos factores de pérdidas comentados:

$$AEP Neta P50 = AEP Bruta P50 * (Av) * (Elec) * (TP) * (Env)$$

Donde: *AEP Neta P50 (MWh/año)* es la producción anual neta corregida, *AEP Bruta P50 (MWh/año)* es la producción anual bruta corregida, *Av (0,97)* es el factor de pérdidas por disponibilidad, *Elec (0,975)* es el factor de pérdidas eléctricas, *TP (0,985)* es el factor de pérdidas por el rendimiento de la turbina y *Env (0,987)* es el factor de pérdidas medioambientales.

Las horas equivalentes netas anuales se calculan de la siguiente forma:

$$H. Equiv. Netas P50 = \frac{AEP Neta P50}{Pot. Instalada}$$

Donde, las horas equivalentes brutas anuales se nombran *H. Equiv. Netas P50 (h)*, *AEP Neta P50 (MWh/año)* es la producción anual neta corregida y *Pot. Instalada (MW)* es la potencia instalada de cada turbina.

Se observa que los datos corregidos llevan la notación estadística P50, esto quiere decir que estos resultados se encuentran en el percentil 50. En otras palabras, los resultados obtenidos tienen una probabilidad del 50% de ser alcanzados o superados.

3.6.1.3. CÁLCULOS

En este apartado, se utilizan los datos anteriores corregidos para realizar el análisis de las zonas y decidir cuál se escogerá finalmente.

El método que se ha seguido se trata de contemplar cada zona como un parque eólico independiente compuesto de 5 turbinas colocadas en los Layouts propuestos anteriormente. Para ello, se han utilizado los resultados totales de cada grupo de turbinas para calcular los parámetros que representan la eficiencia energética de cada parque (producción total anual neta y bruta, horas equivalentes totales netas y brutas, etc).

A continuación, se muestran los resultados obtenidos para estos parámetros en cada zona:

Variable	Unidades	Zona Norte	Zona Sur
Estelas	%	5,7	7,1
Wind Speed	m/s	6,4	6,7
Gross AEP	MWh/año	98.365	105.836
Gross Eq. H.	h	2.981	3.207
Net AEP	MWh/año	85.348	90.386
Net Eq. H.	h	2.586	2.739

Tabla 8. Resultados de cada zona

En primer lugar, se observa que la velocidad del viento media en la Zona Sur es significativamente mayor que la obtenida para la Zona Norte. Esto, generalmente se traduce en un mejor recurso y un incremento en la eficiencia de la generación de la energía eólica.

Por otro lado, al igual que la velocidad media anual del viento, las estelas también aumentan en la Zona Sur respecto a las obtenidas para la Zona Norte. Esto podría suponer un incremento en las pérdidas y una amenaza para la eficiencia energética de la zona.

Las producciones anuales, tanto netas como brutas, resultan ser mayores en la Zona Sur. Esta zona cuenta con un mayor potencial de generación de energía eólica antes y después de considerar las pérdidas.

Por último, las horas equivalentes netas y brutas de la Zona Sur también resultan ser mayores que las de la Zona Norte. Esto representa una eficiencia mayor en la operación de la potencia instalada.

Considerando todo lo mencionado en el análisis de los parámetros anterior se escoge la Zona Sur para la implantación de las turbinas. Esta decisión se apoya en las siguientes razones principales, que indican que la zona cuenta con una mayor eficiencia energética:

- Velocidad media anual mayor
- Producción anual mayor (tanto bruta como neta)
- Horas equivalentes mayores (tanto brutas como netas)

A pesar de que las estelas sean superiores en la Zona Sur, se puede observar que el impacto que tienen en su eficiencia no es significativo ya que se obtienen resultados de producción, horas equivalentes y velocidad media más favorables que en la Zona Norte.

Finalmente, la elección de esta zona también se ha basado en otras dos razones de peso:

- Cercanía a la planta fotovoltaica: el aerogenerador más alejado de la Zona Norte se encuentra a aproximadamente 10 km de la mientras que el de la Zona Sur a 7 km. Esto puede resultar en una reducción de costes de conexión y facilitar enormemente la hibridación de las dos plantas.
 - Logística favorable: la Zona Sur permite una hibridación más sencilla.
-

3.6.2. CURVAS HORARIAS DE PRODUCCIÓN

Para poder evaluar el impacto de distintas potencias de energía eólica en la rentabilidad de la planta híbrida, con el objetivo de llegar a la potencia óptima, es fundamental obtener una estimación de las curvas horarias de producción que se obtendrían cambiando la potencia de energía eólica instalada.

Teniendo en cuenta el límite impuesto de los 50 MW como potencia máxima instalada, se ha determinado anteriormente que el número de aerogeneradores debe estar entre uno y cuatro, considerando que la potencia nominal de cada uno es de 6,6 MW.

En este análisis, se han generado curvas horarias de producción para un distinto número de turbinas (de 1 a 4), representando, en cada caso, una distinta potencia de eólica instalada. La configuración y combinación de las turbinas se ha elegido en base a la eficiencia energética de cada una para así maximizar en cada caso la producción y viabilidad del proyecto.

Este enfoque permite determinar la potencia óptima del parque eólico de forma que se consideren datos específicos del proyecto como las máquinas escogidas, la interacción entre ellas o las condiciones específicas del emplazamiento y la zona escogida.

Para elegir las turbinas se ha seguido un proceso de selección que resulta sencillo. En el Anexo III se aprecia el Excel utilizado para la corrección de datos del informe de WindPro y el cálculo de los parámetros que han sido determinantes en la elección de la Zona Sur. Además de estos resultados, cuenta también con información sobre la eficiencia energética de cada turbina y su rendimiento.

Esto permite una inmediata identificación de las turbinas menos energéticas de la Zona Sur que se basa en dos parámetros que han sido ya mencionados: la producción neta anual corregida (MWh/año) y las horas equivalentes netas anuales (h).

Los resultados de estos parámetros para cada turbina por separado se muestran en la *Tabla 8*.

	Producción Neta P50 MWh/año	Horas Eq. Netas P50 h
HCIS_01	18527	2807
HCIS_02	18444	2794
HCIS_03	18002	2728
HCIS_04	17454	2645
HCIS_05	17960	2721

Tabla 9. Rendimiento y eficiencia de cada turbina

Por un lado, se observa que la turbina más eficiente energéticamente es la denominada HCIS_01 (esta denominación aparece en la *Figura 15*) ya que cuenta con las horas equivalentes netas y producción anual neta mayor. Por otro lado, la turbina HCIS_04 sería la primera en descartarse ya que es la menos energética de todas al contar con los valores más bajos de producción neta y horas equivalentes netas.

De esta forma se determinan las siguientes combinaciones de turbinas, que se corresponden con distintas potencias instaladas de energía eólica, de las que se obtendrán las curvas horarias de producción:

- Una turbina (1WTG, 6,6 MW): en este caso se descartan todos los aerogeneradores menos el HCIS_01 que, por ser el más eficiente energéticamente, será el que se utilice en el caso en el que solo se instale una turbina.
- Dos turbinas (2 WTG, 13,2 MW): se mantienen las turbinas HCIS_01 y HCIS_02, descartando todas las demás.
- Tres turbinas (3 WTG, 19,8 MW): las tres turbinas más energéticas, como se puede ver en la *Tabla 9*, se tratan de: HCIS_01, HCIS_02 y HCIS_03.

- Cuatro turbinas (4 WTG, 26,4 MW): como se menciona anteriormente, se descarta el aerogenerador HCIS_04 por ser el menos eficiente energéticamente. La combinación elegida sería: HCIS_01, HCIS_02, HCIS_03 y HCIS_05.
- Cinco turbinas (5 WTG, 33 MW): no se elimina ninguna posición (turbina) en este caso y, aunque no cumpla el límite de los 50 MW resulta de interés analizarlo también.

A continuación, se muestra varias figuras (*Figura 16, 17, 18 y 19*) que ilustran las distintas combinaciones o casos determinados:



Figura 16. Parque eólico con cuatro turbinas (4 WTG). Fuente: Google Earth Pro



Figura 17. Parque eólico con tres turbinas (3 WTG). Fuente: Google Earth Pro



Figura 18. Parque eólico con dos turbinas (2 WTG). Fuente: Google Earth Pro



Figura 19. Parque eólico con una turbina (1 WTG). Fuente: Google Earth Pro

Una vez determinadas las combinaciones de las turbinas, se deben calcular las curvas horarias de producción. WindPro, además de generar informes con datos anuales como el que se aprecia en el Anexo II, también permite la generación de archivos de texto que reflejan los resultados de condiciones meteorológicos y de producción horaria para un año tipo. De esta forma, se pueden obtener estimaciones de las curvas de producción horarias de los distintos parques planteados según el número de turbinas.

Las curvas obtenidas se pueden apreciar en el Anexo IV junto con el modelo de hibridación desarrollado.

Capítulo 4. ANÁLISIS FINANCIERO Y DE MERCADO

4.1. INTRODUCCIÓN

Este capítulo se centrará en abordar los aspectos financieros y de mercado necesarios para el análisis de la rentabilidad y viabilidad del proyecto de hibridación eólica-fotovoltaica que se aborda en este trabajo.

En primer lugar, se enunciarán y analizarán los costes de capital (CAPEX) y los costes operativos (OPEX) que conlleva el proyecto. En este apartado se dará una estimación de dichos costes, lo que ayudará a comprender la inversión necesaria para poder sacar adelante el proyecto, además de los gastos de mantenimiento y operación que supondría la instalación a lo largo de su vida útil.

También, se utilizarán las predicciones de precio de mercado a lo largo de la vida útil de la planta para obtener una imagen de la situación que puede tener el mercado en este periodo de tiempo. Se mostrarán varios escenarios de precios de mercado, lo cual ofrecerá una buena base para poder tomar las decisiones estratégicas pertinentes respecto al proyecto.

Por último, se explicarán los acuerdos de compraventa de energía (PPAs, Power Purchase Agreements), que resultan ser una garantía en el sector de la energía para ingresos constantes, estables y, sobre todo, previsibles. Se analizarán los distintos tipos que existen, las distintas formas de estructurarlos para favorecer a la rentabilidad del proyecto y sus características clave. En este análisis también se evaluarán las ventajas y desventajas que pueden conllevar, en comparación con la venta de energía en el mercado energético.

4.2. *COSTES (CAPEX Y OPEX)*

En primer lugar, se deben comprender los conceptos claves de los que se hablarán en este apartado: costes de capital (CAPEX) y costes operativos (OPEX).

El CAPEX o coste de capital, tal y cómo indica su nombre, puede definirse como el gasto de capital o de fondos de una empresa que se utilizan para adquirir o renovar activos físicos a largo plazo. La clave para entender este concepto es contabilizar como CAPEX aquellos gastos que suponen una inversión en bienes físicos que sirven para incrementar la capacidad productiva de la empresa y que, además, una vez comprados son propiedad de la empresa. [43] [44]

En este proyecto, por ejemplo, el CAPEX se trataría de todos los costes que suponen la construcción y puesta en marcha de la instalación híbrida. A continuación, se desglosan los costes que puede incluir este parámetro: [43][44]

- **Coste del terreno:** el terreno es un activo físico a largo plazo que se tiene que adquirir para poder llevar a cabo la instalación de la planta.
 - **Coste de maquinaria:** se debe realizar una inversión inicial de capital en todos los equipos y maquinaria necesaria para que la planta opere correctamente. Entre ellos podemos encontrar los paneles fotovoltaicos, inversores, aerogeneradores, estructuras, etc.
 - **Costes de la construcción:** se deben incluir los gastos asociados a las obras civiles, eléctricas y la construcción de la infraestructura necesaria como gasto de capital.
 - **Costes de transmisión, distribución y conexión:** los gastos asociados a las infraestructuras de evacuación, distribución y conexión a Red también se consideran gastos de inversión de capital o CAPEX.
 - **Costes de instalación:** los gastos que conlleva la instalación y puesta en marcha de la maquinaria y equipos adquiridos.
-

Por otro lado, el OPEX o coste de operación son los costes o gastos frecuentes que suponen la operación y el mantenimiento de un proyecto. En este parámetro se reflejan los gastos o costes a los que se debe enfrentar una empresa para poder llevar a cabo sus funciones principales, día a día. [43][44][45]

En el contexto de la planta híbrida que se está analizando, los costes OPEX son aquellos gastos que resultan imprescindibles para el funcionamiento continuo de la planta a lo largo de su vida útil y, también para llevar un correcto mantenimiento de los equipos y maquinaria. Estos costes podrían abarcar: [43][44][45][46]

- **Coste de mantenimiento:** en estos costes se incluye tanto los asociados al mantenimiento de la maquinaria, los equipos e infraestructura, como a su reparación en caso de fallo o funcionamiento no óptimo.
- **Costes de operación:** se debe tener en cuenta los gastos correspondientes a los sueldos de los trabajadores que se encargan de la operación diaria de la planta
- **Costes de material y suministro:** se refiere a los costes asociados a los materiales, servicios o suministros que se necesitan en el día a día para la operación y funcionamiento de la planta.
- **Costes de energía:** el funcionamiento de los sistemas de seguridad y control de la planta se puede necesitar una fuente auxiliar de energía, los gastos que se generen debidos a esta necesidad se incluyen en el OPEX.

Una vez analizados estos dos conceptos y determinado los gastos que pueden corresponder a cada tipo, la *Tabla 10* muestra una estimación de los CAPEX y OPEX de cada planta y de la interconexión de las dos. Se debe recalcar que los valores mostrados son estimaciones/medias hechas a partir de otras instalaciones renovables. Por motivos de confidencialidad, no se muestra el desglose de ellos y no se utilizan los costes exactos de la instalación híbrida.

Cost	Units	Values
CAPEX Wind	k€/MW	1.200
CAPEX Wind interconexion	k€	100*N
CAPEX Solar	k€/MW	525
CAPEX Solar interconexion	k€	3.389
CAPEX shared interconexion	k€	339
OPEX Wind	k€/MW	35,0
OPEX Solar	k€/MW	22,0
OPEX interconexion	k€	10,2

Tabla 10. CAPEX y OPEX hibridación Agaporni Solar. Fuente: Propia

4.3. ACUERDOS DE COMPRAVENTA DE ENERGÍA (PPAs)

Los acuerdos de compraventa de energía, también conocidos como Power Purchase Agreements (PPA), se definen como un contrato o acuerdo a largo plazo de compraventa de energía entre un generador (proveedor) y un consumidor (*offtaker*). Su funcionamiento se basa en el compromiso de compraventa, entre un comprador y un productor, de una cantidad de energía generada, a un precio acordado y, con unas condiciones y una duración determinadas. [47]

Estos contratos resultan ser de gran complejidad dado que sus condiciones o características pueden variar notablemente según lo que se acuerde entre el productor y el consumidor. Por este motivo, es importante clasificarlos y categorizarlos para así optimizar su elección dependiendo de las necesidades que se tengan.

Se han distinguido tres factores que pueden servir de base para clasificar los distintos tipos de acuerdos: según la forma de entregar o transferir la energía, según el perfil de distribución del volumen cerrado y según la estructura de precios.

4.3.1. SEGÚN LA FORMA DE TRANSFERIR LA ENERGÍA

En este apartado, la clasificación se centra en la manera en la que el productor le entrega la energía acordada al consumidor. Se pueden distinguir dos tipos de transferencias de energía: la física y la virtual o financiera.

Los PPA físicos o de transferencia de energía física, como su nombre indica, son aquellos que conllevan una entrega de la energía generada de forma física al consumidor a través de un canal de distribución determinado. Este tipo de acuerdos se pueden dividir en varios tipos según el canal de distribución o red que se utilice para realizar dicha entrega:

- PPA físico On-site: También llamado de PPA de autoconsumo. En este tipo de acuerdos la transferencia de energía es directa entre el consumidor y el productor. Los proyectos renovables que tienen estos PPA firmados suelen estar instalados en terrenos que tienen como propietario el consumidor, el productor es responsable de la operación, construcción, instalación y mantenimiento de la planta. La cantidad de energía comprometida en el acuerdo se entrega de forma directa al consumidor en su punto de consumo, sin ser comercializada en el mercado mayorista. Sin embargo, el excedente sí se oferta en él al ser vertido a la red eléctrica. [48]
- PPA físico bilateral: en estos contratos los productores son participantes en el mercado mayorista eléctrico. La energía suministrada no participa en el mercado mayorista, pero es informada (nominada) ante el Operador del Sistema eléctrico ya que la entrega al consumidor se realiza a través de la red eléctrica. Se distinguen dos categorías de PPAs físicos bilaterales según quién recibe la energía de la energía: con consumidor directo (si la energía es recibida directamente por el consumidor de esta) o con comercializadora (si la energía es nominada en favor de una comercializadora, quien a su vez revende dicha energía a su porfolio de clientes). [49][50]

Por otro lado, los PPA financieros son aquellos en los que la energía no se entrega al consumidor de forma física, sino que es vendida por el productor al mercado mayorista y en

paralelo entre productor y consumidor se establece un mecanismo de compensación financiera que liquida la diferencia de precios entre, el acordado en el PPA y el precio de mercado. Los PPA financieros se pueden dividir en dos categorías dependiendo de si se establecen directamente entre productor y consumidor o a través de una comercializadora. [47][51]

4.3.2. SEGÚN EL PERFIL DE DISTRIBUCIÓN DEL VOLUMEN CERRADO

Esta clasificación se realiza en base al volumen de energía que se compromete en el acuerdo y su perfil de distribución. Se distinguen los siguientes tipos: [39][51]

- Carga base o “*baseload*”: el comprador acuerda recibir un volumen horario constante de energía a lo largo del periodo de tiempo en el que el contrato sea vigente, independientemente de lo que produzca el productor.

En el caso en el que el volumen de energía que se comprometa con el acuerdo pueda variar, podemos distinguir otros dos tipos:

- Pay as produced (Pago por producción): el consumidor acuerda recibir y pagar el volumen de energía exacto que se produzca en tiempo real.
- Pay as forecast (Pago por pronóstico): la compraventa de energía se realiza basándose en una previsión o estimación de la producción que tendrá la planta en el futuro.

4.3.3. SEGÚN SU ESTRUCTURA DE PRECIOS

Por último, los PPA se pueden categorizar según la estructura de precios con la que cuenten en tres tipos: precio fijo, suelo y descuento o collar. [39][51]

Los PPA de precio fijo son aquellos en los que el precio de venta de la energía comprometida al acuerdo es constante durante toda la duración del contrato. En el supuesto de un PPA financiero, la liquidación con un precio fijo seguiría el siguiente mecanismo: si el precio acordado en el PPA es menor que el precio resultante de venta del mercado mayorista, el

productor abonará la diferencia de estos dos, mientras que, si el precio acordado es mayor que el del mercado mayorista, el productor será el que tenga que abonar la diferencia entre estos dos precios.

En los PPAs de estructura de suelo y descuento, en aquellos periodos en los que el precio del mercado mayorista es inferior a un suelo acordado en el PPA, el consumidor abona al generador la diferencia entre ambos; y a cambio, en aquellos periodos de liquidación en los que el precio del mercado mayorista es superior a un suelo acordado, el generador abona al consumidor un descuento sobre el precio del mercado al consumidor. Esta estructura permite garantizar, al igual que el precio fijo, un nivel de ingresos mínimos para el productor, a la vez que permite recibir una parte del *upside* de los ingresos en escenarios de precios de mercado superiores al suelo.

Por último, en los PPAs de estructura de collar, en los periodos en los que el precio del mercado mayorista es inferior a un suelo acordado, el consumidor abona al generador la diferencia entre ambos; y en aquellos periodos en los que el precio del mercado mayorista superior a un techo acordado, el generador abona al consumidor la diferencia entre ambos. Si el precio del mercado mayorista resultara entre el suelo y el techo, no se realizaría liquidación entre las partes.

Para este proyecto, se ha optado por un PPA de precio fijo ya que permite simplificar y clarificar el análisis económico del proyecto. También, se justifica esta decisión porque permite un mayor enfoque en la optimización de la planta híbrida para poder desarrollar una base que permita, en líneas futuras de investigación, la inclusión de acuerdos de compraventa de energía con estructuras de precios más complejas.

4.3.4. ELECCIÓN DEL PPA

El acuerdo por el que se ha optado para este proyecto se caracteriza por ser un PPA financiero con estructura de precios fija y un volumen de energía del tipo Pay as Produced, comprometiendo el 80% de la energía que se genere horariamente. De esta forma, toda la energía producida por la planta se vende al mercado de forma horaria y, a su vez, el 80% de la energía se liquida por diferencias entre el precio de mercado horario y el precio fijo del PPA, generando un ingreso o un coste dependiendo del precio que haya.

La elección está fuertemente respaldada por varias razones que se justificarán a continuación:

- Fácil inclusión en el modelo de rentabilidad.
 - Facilita la evaluación de los distintos escenarios de precios de mercado.
 - Mitigación del riesgo de volatilidad y variabilidad del precio de mercado con la estructura de precio fijo.
 - Sincronización con la producción real con el volumen tipo Pay as Produced, disminuyendo el riesgo derivado de la imposición de garantías de producción mínima. Además, si la producción resulta ser alta se pueden recibir beneficios de ello.
 - Seguridad y flexibilidad al acordar el 80% de la energía al acuerdo y liberar el 20% para que pueda venderse al precio de mercado, adoptando niveles óptimos de exposición al mercado y garantizando unos ingresos mínimos para una parte significativa de la producción.
 - Los PPA financieros son sencillos de modelar en términos de rentabilidad ya que no consideran la distribución física de la energía ni la logística y pérdidas asociadas a ella.
-

Por último, por medio de estimaciones de precios de PPAs recogidas de informes de proveedores reputados de mercado y de la duración de estos acuerdos, se ha fijado lo siguiente:

	Units	Values
Wind PPA	€/MWh	55,0
Solar PPA	€/MWh	38,0
Term	years	10
Buyers fraction	%	80%

Tabla 11. PPA escogidos para la hibridación. Fuente: Propia

4.3.4.1. GARANTÍAS DE ORIGEN EXCEDENTARIAS (GdOs)

Las garantías de origen se tratan de certificados electrónicos que acreditan que una cantidad de energía determinada ha sido generada por fuentes de energía renovables. Su emisión se realiza por cada megavatio-hora y se emplean por los consumidores para justificar que la energía que se adquieren para su suministro proviene de tecnologías de generación sostenible. Gracias a ellos y a los ingresos adicionales que proporcionan a los generadores, sirve como herramienta para el fomento de la implementación de fuentes de energía renovable. [52]

Los ingresos adicionales van sujetos a aquella fracción de la energía que se vende al mercado mayorista, en este caso, el 20% de la producción horaria de la planta. La energía generada comprometida con el PPA descrito no recibe estos ingresos ya que las garantías se venden al comprador con el que se ha realizado el acuerdo, van incluidas en el propio precio del contrato.

El precio de las GdOs se ha fijado basándose en las estimaciones disponibles para la vida útil de la planta: [39]

	Units	Values
GoOs Price 2027	€/MWh	2,5
GoOs Price 2028	€/MWh	2,6
GoOs Price 2029-2060	€/MWh	2,6

Tabla 12. Precios GdOs excedentarias para la hibridación. Fuente: Propia

Como se ha dicho anteriormente, solo se han contabilizado estos ingresos para el 20% de energía excedentaria del PPA.

4.4. CURVAS DE PRECIO HORARIO DE MERCADO

Resulta de gran importancia en estudios o análisis de rentabilidad y viabilidad de plantas de generación de energía contar con proyecciones muy precisas de los precios del mercado de la energía a lo largo de la vida útil de la planta.

A la hora de la valoración de la rentabilidad futura de proyectos de generación, y especialmente en el dimensionamiento de la financiación de los mismos, las entidades financieras y demás agentes involucrados en dichos procesos se sirven de previsiones comerciales de precios de mercado eléctrico proporcionados por agentes reputados cuyas previsiones se toman como estándar en el sector. Algunos ejemplos de estos agentes son Aleasoft, Baringa, Afry o Aurora. En el presente trabajo se han empleado los escenarios de precios horarios proporcionados por uno de estos agentes (cuyo nombre, por motivos de confidencialidad, no se mencionará en el presente documento), el cual cuenta con una gran reputación en la simulación y modelado de los precios del mercado energético a futuro. Por esto, se han utilizado para predecir los ingresos por venta de energía en el mercado durante toda la vida útil de la planta.[39]

Los escenarios de precios proporcionados por el proveedor comercial se obtienen a partir de un modelo de fundamentales cuyas variables de entrada son los factores que determinan el precio de electricidad: precios de commodities gas natural, carbón, CO₂), previsión de potencia instalada de las diferentes tecnologías de generación, previsiones de demanda, etc. Mediante la variación de los factores anteriores, se obtienen diferentes tendencias de precios de mercado eléctrico futuros, los cuales se han empleado para poder realizar un análisis de la rentabilidad de la planta bajo condiciones distintas del mercado energético. Esto ha permitido que se realice una evaluación de la sensibilidad del proyecto a la volatilidad de los precios del mercado de la energía y los riesgos que conlleva esta variabilidad. Los escenarios que se van a ver son los siguientes: precios Base, precios altos (High), precios medio bajos (Mid-Low) y precios bajos (Low).

- Los precios Base representan la predicción de precios de mercado más probable considerando el mercado de la energía actual y las tendencias históricas del mismo. Este escenario se utilizará de referencia para poder llevar a cabo la comparación con las otras curvas de precio.
 - Los precios del escenario High o alto representan las proyecciones de un escenario optimista en el que, a pesar de las condiciones actuales del mercado y los datos históricos, se ve un gran aumento en los precios respecto al caso Base. Supone una gran mejora de las condiciones del mercado de la energía para los generadores.
 - El escenario de precios Low muestra un escenario pesimista en el que los precios de mercado caen mucho. Esto permite evaluar la rentabilidad del proyecto respecto a una disminución de precios de mercado notable.
 - Los precios del escenario Mid-Low proyectan unos precios que resultan estar entre el caso Base y el caso Low. Ofrecen una situación que es ligeramente pesimista, por debajo del promedio de los datos históricos y con condiciones de mercado peores a las actuales
-

Capítulo 5. HIBRIDACIÓN

5.1. INTRODUCCIÓN Y MARCO TEÓRICO

Es sabido que se necesita una solución para el cambio climático y se busca que el mundo sea más sostenible y limpio. Una de las soluciones más populares hoy en día son las tecnologías de generación renovable. El problema surge con la gran dependencia de factores naturales y el elevado coste que provoca una producción poco constante. La hibridación brinda una posible solución para esto. [53]

El concepto de hibridación se define como la combinación de dos o más fuentes de generación renovable con el fin de aprovechar de forma conjunta sus ventajas y de minimizar sus desventajas. Cabe destacar que todas las fuentes presentes en la hibridación se caracterizan por compartir un mismo punto de conexión. La hibridación aporta una serie de beneficios:

- **Fiabilidad y estabilidad:** una de las características de las fuentes de generación renovable es su dependencia de factores externos naturales y su falta de constancia. Un claro ejemplo es la fotovoltaica, una tecnología de generación que depende de la luz solar y la radiación de esta. Combinándola con otra fuente de generación, se puede asegurar una producción más constante y estable, incluso en momentos en los que la irradiación solar no es tan abundante. Por otro lado, la estabilidad que brinda la hibridación de fuentes también afecta a la red eléctrica, puede reducir la dependencia de fuentes no renovables.
 - **Optimización del uso de recursos naturales:** la integración de distintas fuentes de generación renovable puede llevar a la utilización de más recursos naturales presentes en un solo emplazamiento. Por ejemplo, si se implementan tanto una planta
-

fotovoltaica como un parque eólico, se pueden aprovechar la energía proveniente del viento y la solar simultáneamente.

- Reducción de costes: se pueden reducir considerablemente los costes respecto a la separación de las instalaciones híbridadas gracias a que se comparten infraestructuras de evacuación, como las líneas eléctricas o subestaciones. Esto también se traduce en la reducción de costos de instalación y mantenimiento
- Menor impacto medioambiental y optimización del uso del territorio: al compartir varias instalaciones, como lo referente a la evacuación, se minimiza el impacto visual y acústico y se aprovecha el espacio disponible al máximo.
- Innovación y avances tecnológicos: se fomenta la investigación y el desarrollo en el área de las tecnologías de generación renovable. Gracias a esto pueden obtenerse nuevas soluciones y tecnologías impulsando el avance en el área de la energía.

Por otro lado, aunque la hibridación presente grandes y numerosas ventajas y beneficios, también cuenta con varias desventajas o inconvenientes que también deben ser considerados:

- Inversión inicial elevada: las plantas híbridadas, al combinar varias fuentes de generación, requieren una inversión inicial que puede considerarse elevada en la infraestructura, los equipos... Esta inversión también se requiere para la integración de las tecnologías, para asegurar una operación de forma eficiente, coordinada y que fomente la complementariedad de las tecnologías.
 - Complejidad: las hibridaciones pueden llegar a resultar complejas en el ámbito técnico. Como se ha mencionado anteriormente, se requiere que las tecnologías estén correctamente integradas. Cada fuente cuenta con su propia variabilidad e intermitencia por lo que, para que funcionen de forma conjunta, se requieren conocimientos técnicos avanzados y una gran especialización. Esto puede resultar costoso en temas de operación y mantenimiento.
 - Espacio: al unir varias tecnologías se puede requerir una gran extensión de terreno. Además, la ocupación de grandes terrenos puede suponer un impacto en el suelo y
-

ser una amenaza para otros usos de este como la conservación de la biodiversidad o la agricultura.

- Contrariedad de los recursos: si el emplazamiento cuenta con un buen recurso natural para una de las tecnologías, puede suponer una amenaza para las otras hibridadas. Por ejemplo, en una hibridación solar-eólica, si se escoge un emplazamiento con un buen recurso eólico, que supone grandes velocidades del viento y abundancia de este, puede suponer una amenaza para los paneles solares. Esto se debe a que, fuertes vientos pueden considerarse un clima adverso para la tecnología fotovoltaica.
- Regulación y política: al ser un concepto innovativo y nuevo, las políticas y regulaciones que abordan temas energéticos pueden no estar completamente adaptadas. Además, en comparación con proyectos que utilicen una sola fuente de generación, los proyectos de hibridaciones pueden tener falta de incentivos y subsidios gubernamentales.

5.2. TIPOS DE HIBRIDACIONES

Existen varios tipos de hibridaciones que dependen únicamente del tipo de fuentes que se hibriden para trabajar simultáneamente.

5.2.1. HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA-EÓLICA

Como su nombre indica, se define como la unión de una planta de generación solar y una eólica. Teniendo en cuenta que ambas tecnologías dependen de factores naturales, resulta sencillo deducir que esta hibridación se basa en la capacidad de aprovechamiento del recurso de ambas tecnologías según la estación del año y sus condiciones meteorológicas.

Por otro lado, lo más importante es el aprovechamiento conjunto del recurso y, sobre todo, la capacidad de complementarse que tengan las tecnologías. Por ejemplo, en la época de invierno la irradiación solar es menor por lo que la producción de la energía solar puede

llegar a disminuir. Sin embargo, las velocidades del viento pueden aumentar considerablemente, lo cual beneficia enormemente a la producción de energía eólica. Por esta razón, se complementan y compensan sus producciones la una con la otra. Otro claro ejemplo puede ser la noche, el sol se va, pero el viento aumenta, existe una gran compensación entre la producción de ambas tecnologías que nos permite una producción mayor y, sobre todo más fiable y estable que si se depende de una sola fuente de generación. [57][58]

5.2.2. HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA-HIDRÁULICA

Este tipo de hibridación brinda grandes beneficios en periodos de mayor sequedad ya que suelen coincidir con épocas de gran irradiación solar. Al igual que con la hibridación eólica-fotovoltaica, la unión de estas dos tecnologías puede proporcionar un efecto de sinergia muy beneficioso, elevando la producción y la fiabilidad de esta. Esta combinación podría entregar una solución para aquellos veranos secos en los que la hidráulica sufre por su ausencia de producción y la solar se enriquece de la gran irradiación recibida.

5.2.3. HIBRIDACIÓN HIDRÁULICA-EÓLICA

Existen dos formas de hibridar estas dos tecnologías.

La primera forma se denomina central reversible. La clave de este tipo de hibridación es utilizar la tecnología de generación hidráulica como una forma de almacenamiento. El funcionamiento es sencillo, durante los periodos de fuertes vientos, las turbinas eólicas se ocupan de bombear el agua a grandes embalses que almacenarán el agua. Cuando el viento no es lo suficientemente fuerte como para bombear el agua, se genera energía hidráulica con el agua almacenada, utilizando el embalse como una gran batería.

Por otro lado, se pueden hibridar estas dos tecnologías aprovechando la complementariedad de sus recursos, sin necesidad de sea una central reversible ya que requiere una tecnología compleja y una inversión elevada. La hibridación resultante sería parecida a la analizada en

este proyecto ya que, en épocas donde el caudal sea menor, se podría utilizar la energía eólica para complementar esta falta de recurso de la tecnología hidráulica.

5.2.4. HIBRIDACIÓN SOLAR-BIOMASA

La hibridación solar-biomasa, como su nombre indica, combina la energía solar con la biomasa para generar energía en forma de electricidad y calor. Para este tipo de hibridación la tecnología de generación fotovoltaica se centra tanto en la generación de calor como de electricidad, por lo que se compone de paneles fotovoltaicos y colectores térmicos. Por otro lado, la biomasa se produce a partir de materia orgánica renovable. Al juntar estas dos tecnologías se aprovecha su complementariedad, sobre todo en aquellos momentos en los que la solar no genera lo suficiente. Este sistema de hibridación funciona de forma que la energía se obtiene de una fuente o de otra dependiendo de la disponibilidad de la fuente y de la demanda. [60][61]

5.2.5. HIBRIDACIÓN SOLAR-GEOTÉRMICA

La fuente de generación geotérmica se utiliza como la fuente principal mientras que la fotovoltaica sirve como sistema de apoyo cuando se necesita. De esta forma se tiene una fuente de energía constante, que es la geotérmica, que se complementa con la intermitencia de la energía solar. Al combinar estas dos fuentes obtenemos un sistema energético más eficiente y sostenible. [62]

5.3. *REGULACIÓN DE SISTEMAS HÍBRIDOS*

En este apartado se describen las regulaciones y leyes más relevantes a las que se encuentran sujetos los proyectos de hibridación de tecnologías de generación renovable. Estas leyes aparecen gracias a la necesidad de innovación en el sector de la energía, promoción de la transición energética, para poder realizar una correcta integración de las tecnologías renovables y para asegurar la seguridad en la red eléctrica española.

5.3.1. LEY 24/2013 (LEY DEL SECTOR ELÉCTRICO)

“La Ley 24/2013, de 26 de diciembre (LA LEY 21160/2013), del Sector Eléctrico, regula el sector eléctrico con el objetivo de garantizar el suministro de energía eléctrica y de adecuarlo a las necesidades de los consumidores en términos de seguridad, calidad, eficiencia, objetividad, transparencia y al mínimo coste”. [65]

Esta Ley surge de la necesidad superar el déficit de tarifa, que provocó una gran inestabilidad del sector energético en términos económicos y financieros. Se plantea como una reforma que sirve de garantía para asegurar un futuro sostenible y con un buen funcionamiento del sistema eléctrico. Además, se utiliza esta reforma para poder modernizar el sector, fomentar la sostenibilidad, garantizar una operación segura de las tecnologías de generación e impulsar la competitividad en el mercado energético para promover la entrada de las renovables además de avivar la innovación.

Esta ley es la base legal por la que se rige cualquier proyecto de generación de energía en España. Sin embargo, las disposiciones clave o partes concretas de la ley que afectan de forma directa a este proyecto son:

- Autorizaciones de administración: Se regulan las autorizaciones de administración previa, construcción y explotación en los proyectos de generación energética con el fin de garantizar que se ciertos cumplan ciertos requisitos técnicos y ambientales.
- Acceso y conexión a Red: se debe tener en cuenta el artículo 33 de la ley. Este artículo describe la regulación general del acceso y conexión, definiendo varios conceptos clave para abordar el tema.

5.3.2. REAL DECRETO 413/2014

Se publicó por el BOE el 10 de junio de 2014 y regula “la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos” [67]. Es importante tener en cuenta que esta ley regula instalaciones futuras y ya existentes.

Esta ley se impuso para promover la integración de las renovables y, por ende, impulsar la transición energética hacia la sostenibilidad e independencia de los combustibles fósiles.

El RD 413/2014 resulta ser una ley con gran impacto en los proyectos de generación renovable. Determina un régimen retributivo específico para aquellas instalaciones que generen energía por medio de fuentes renovables. En él se detalla la clasificación de las tecnologías y las retribuciones a la inversión y a la operación. De esta forma, se asegura que los proyectos de este tipo obtengan una rentabilidad que permita su integración en el mercado eléctrico y, sobre todo, que fomente su competición con otras tecnologías de generación.

5.3.3. REAL DECRETO-LEY 23/2020

Esta ley surge con el objetivo de acelerar la recuperación económica y financiera tras la pandemia mundial de COVID-19 en el año 2020. Se quiere implementar un marco regulatorio que, a pesar de las condiciones del momento, permitiese continuar con la transición energética y la independencia de los combustibles fósiles.

Esta ley resulta ser de gran importancia para este proyecto ya que, en ella, con el objetivo de incentivar las tecnologías renovables y la generación sostenible, se introducen las regulaciones de hibridaciones renovables. Cabe destacar que esta ley modificó la Ley del Sector Eléctrico, mencionada anteriormente, para permitir este tipo de instalaciones.

A continuación, se presentan las disposiciones clave de esta ley: [69][70]

- Facilita y promueve las hibridaciones.
 - Conservación de permisos para instalaciones ya existentes: estas instalaciones tienen permitido la hibridación manteniendo los mismos permisos de acceso y conexión además de utilizar el mismo punto de conexión. Se debe tener en cuenta que lo anterior se cumple siempre y cuando la capacidad de acceso no se incremente en más de un 5% y, que la diferencia entre el centro geométrico de la instalación híbrida y la inicial sea menor a 10 km (incluido del Anexo II del RD 1955/2000).
-

- Almacenamiento: otra novedad de esta ley es la oportunidad de implementar sistemas de almacenamiento de energía en las instalaciones de generación renovable, sin perder los permisos de acceso y conexión concedidos anteriormente.

5.3.4. REAL DECRETO 1183/2020

Poco más tarde de la imposición de la Ley descrita anteriormente, se creó el RD 1183/2020 para regular “el acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica” [71]

Concretamente, los artículos que generan un marco regulatorio para los proyectos de hibridación de fuentes son el 27 y el 28 de esta ley. En ellos, se distinguen dos casos de hibridación: con permisos ya concedidos (plantas ya existentes que se hibridan con otras tecnologías) o sin ellos (hibridaciones de cero).

En el caso en el que la instalación ya tenga otorgados unos permisos de acceso y conexión, no tendrá que pedir uno nuevo a la hora de realizar la hibridación con otras tecnologías. Únicamente tendrá que informar a su gestor de red de este cambio. Sin embargo, sí existen unos criterios que se deben de cumplir para que se libere de pedir permisos nuevos: [37][39][72]

- La hibridación debe cumplir los requisitos técnicos de acceso y conexión que se impongan en las normativas que estén en vigor.
 - La capacidad de acceso no debe de incrementarse en más de un 5% de la que ya se había concedido. Este criterio se mantiene de la ley anterior.
 - Cumplimiento de criterios técnicos que se le hayan impuesto.
 - El permiso de acceso y conexión que se tenga sea de alguna de las tecnologías presentes en la hibridación y esté en vigor.
 - La potencia instalada de la tecnología que ya tiene los permisos otorgados no debe ser menor que el 40% de la capacidad de acceso concedida.
-

- Se cuente con un sistema de control en la instalación que no permita que la potencia generada supere la capacidad máxima de inyección a red concedida.

Por otro lado, si no se cuenta con permisos de acceso y conexión, se deberán de solicitar de forma normal, con el requisito de que una de las tecnologías debe ser de generación renovable y/o de almacenamiento energético. Además, en el caso en el que ya se tenga un proceso de solicitud de permisos en marcha, se podrá actualizar para la hibridación.

5.3.5. PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA (PNIEC) 2021-2030

El PNIEC es un plan estratégico que tiene el objetivo principal de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 23% respecto a los niveles de emisión obtenidos en 1990. Sin duda parece ser un objetivo ambicioso, pero, ha conseguido que se requiera la optimización de las redes de distribución y transporte existentes, necesitando un cambio en las regulaciones del acceso y conexión a red. [74]

No es un marco regulatorio para las hibridaciones como tal sino de un incentivo para que, en las leyes anteriores, se permitiese un mismo punto de acceso y la compartición de infraestructuras de evacuación para distintas tecnologías de generación renovable.

Ha resultado ser uno de los motivos por los que, en España, se han permitido la hibridación de tecnologías renovables.

5.4. PLANTA HÍBRIDA

En este apartado se muestra el resultado de los apartados anteriores y que serán los Inputs del modelo de hibridación desarrollado para calcular la potencia óptima de energía eólica. Por un lado, en la *Figura 20* se observa un mapa del emplazamiento realizado con Google Earth Pro. En él, se puede ver la planta fotovoltaica (parcela azul), las posiciones de los

aerogeneradores en la zona escogida (chinchetas azules) y la ubicación de la subestación (chincheta roja).

Por otro lado, en la tabla se muestran los datos de potencia instalada de cada tecnología, potencia de interconexión, costes de capital y operativos, las fechas de inicio de operación de ambas tecnologías (COD) y, por último, todas las condiciones acordadas en los Power Purchase Agreements (PPA).



Figura 20. Mapa de la instalación híbrida. Fuente: Google Earth Pro

Inputs	Units	Values
Capacity POI	MW	20,2
Capacity Wind	MW	6,6*N
Capacity Solar	MWp	25,7
CAPEX Wind	k€/MW	1.200
CAPEX Wind intercon	k€	1.980
CAPEX Solar	k€/MW	525
CAPEX Solar intercon	k€	3.389
CAPEX shared Interconnection	k€	339
OPEX Wind	k€/MW	35,0
OPEX Solar	k€/MW	22,0
OPEX Interconnection	k€	10,2
Wind COD	date	01/07/2031
Solar COD	date	01/09/2027
Wind PPA	€/MWh	55,0
Solar PPA	€/MWh	38,0
Term	years	10
Buyers fraction	%	80%

Tabla 13. Datos de la planta híbrida. Fuente: Propia

5.5. **MODELO DE HIBRIDACIÓN**

Uno de los objetivos principales de este proyecto, como ya se ha mencionado, es la creación de un modelo que permita el cálculo de la potencia óptima de tecnología eólica con el fin de maximizar la rentabilidad y eficiencia de una planta fotovoltaica con una potencia instalada determinada y una potencia de interconexión dada.

El modelo, al tener de objetivo hacer el proyecto lo más rentable posible, se centra en un flujo de caja que incluye los ingresos obtenidos mediante la venta de energía a lo largo de la vida útil de planta y los costes que conlleva, tanto en CAPEX como en OPEX. Respecto a los ingresos por ventas, se contemplan tanto aquellos provenientes de acuerdos de compraventa de energía (PPAs) o del mercado mayorista, además de tenerse en cuenta los ingresos obtenidos por medio de Garantías de Origen (GdOs) excedentarias. También, se considera la limitación de potencia en el punto de interconexión (POI) concedida, que se contabiliza como una pérdida en el caso en el que la suma de la generación de las dos tecnologías supere el límite del POI.

Por último, se tienen en cuenta distintas potencias de energía eólica reflejadas en sus respectivas curvas de producción horaria, de la que se escogerá la óptima.

5.5.1. ESTRUCTURA

Una vez definido el modelo desarrollado, se explicará el proceso que sigue y qué partes tiene para obtener el objetivo principal: calcular la potencia óptima de energía eólica y la rentabilidad del proyecto.

El modelo se divide en varias pestañas u hojas de Excel que contienen los datos necesarios y las fórmulas para poder alcanzar el objetivo mencionado anteriormente.

5.5.1.1. INTERVALO DE TIEMPO

En primer lugar, se ha definido el intervalo de tiempo que se utiliza para realizar el análisis de inversiones y simular los flujos de caja.

Este periodo de tiempo comienza en julio de 2026 y termina a finales de 2060. Se encuentra marcado por varios sucesos o características clave:

- Construcción de la planta fotovoltaica: comienza en julio de 2026 y se tarda un año.
- Comienzo de operación de la planta fotovoltaica: septiembre de 2027.
- Vida útil de la planta fotovoltaica: 30 años (septiembre 2027- septiembre 2057).
- Construcción del parque eólico: comienza en julio de 2029 y dura tres años.
- Comienzo de operación del parque eólico: julio de 2031.
- Vida útil del parque eólico: 30 años (julio 2031-julio 2061)

Estas fechas definen un periodo de operación de la instalación que empieza en septiembre de 2027 y termina en julio de 2061. Se debe tener en cuenta que, la planta fotovoltaica opera los primero cinco años sola y que, al terminar la vida útil de la misma, los últimos cuatro años opera únicamente el parque eólico.

5.5.1.2. DATOS HORARIOS (HOURLY DATA)

Una vez definido el periodo de tiempo y, sobre todo, los periodos de operación de la instalación como conjunto y de las dos tecnologías por separado, se añadieron los datos de producción y precios de mercado. A continuación, se especifican los datos que se han tenido en cuenta en este apartado:

- Curvas de predicción de precio horario de mercado para los cuatro escenarios de situación de mercado.
- Curva de producción horaria de la planta fotovoltaica durante su vida útil, considerando la degradación anual de 0,4%.
- Curvas de producción horaria para los distintos casos de parque eólico dependientes del número de turbinas, considerando la degradación anual de

5.5.1.3. CÁLCULOS HORARIOS (HOURLY CALCULATION)

En este apartado, a partir de los datos proporcionados en la pestaña anterior, se representan los cálculos llevados a cabo para poder determinar la estimación de ingresos y de potencia generada a lo largo de la vida útil de la planta.

Se realizan los cálculos siguientes:

- Curva horaria de producción de la planta híbrida: se calcula como la suma de las curvas horarias de producción de cada tecnología, integrándolas como una sola instalación.
 - Limitación de la potencia de interconexión (POI): se compara la potencia horaria generada por la planta híbrida con el valor de la limitación del POI (potencia máxima que se puede verter a la red). En caso de rebasarse este límite, se quita, de la energía generada por cada planta, la parte proporcional a la potencia instalada de cada tecnología.
-

- Ingresos de mercado: se calculan los ingresos que se obtendrían en caso de ofertar toda la energía generada en el mercado mayorista y se calcula para cada hora. Se realiza un cálculo individual para cada planta, y otro para el conjunto de las dos.
- Ajuste del PPA: Se utiliza un PPA financiero por lo que se calcula la diferencia entre el precio de mercado en ese momento y el precio acordado para la fracción de energía comprometida con el acuerdo. Se obtiene un ingreso o un coste que se añadirá a los ingresos de mercado.
- Ingresos totales: es la suma entre los ingresos de mercado y el ajuste del PPA. Son los ingresos que genera realmente la planta y pueden ser mayores o menores que los obtenidos del mercado.
- Potencia excedentaria: se calcula la potencia que no está comprometida con el acuerdo de compraventa de energía, que se ofertará en el mercado mayorista. Esta potencia se utilizará para calcular los ingresos generados con las garantías de origen (GdO).
- Pérdidas de potencia y su coste: se representan las pérdidas que surgen por la limitación del punto de interconexión y los costes asociados a ellas.

Los cálculos anteriores se hacen de forma horaria y se utilizan para calcularlos para cada año por separado. Esto ofrece un enfoque de los ingresos, costes y producción que se obtiene en cada año de operación de la planta.

5.5.1.4. FLUJOS DE CAJA (SIMPLE HYBRID, SIMPLE SOLAR Y SIMPLE WIND)

Por último, se realizaron varios flujos de caja para poder llevar a cabo un buen análisis de varios aspectos del proyecto:

- Identificar las salidas y entradas de efectivo a lo largo de la vida útil de la planta
 - Etapas de la inversión
 - Propósito de la inversión realizada
-

- Evaluación del proyecto

Para poder abarcar de forma correcta estos aspectos, se han realizado tres flujos de caja: uno individual para cada planta y uno conjunto para la planta híbrida. Con este enfoque lo que se busca es analizar la viabilidad y rentabilidad de cada proyecto por separado para observar el impacto de cada tecnología en la rentabilidad global de la hibridación.

Los distintos flujos de caja se han obtenido de todos los datos calculados anteriormente. A continuación, se enumeran los datos de entrada del flujo de cajas conjunto (Simple Hybrid) con el propósito de dar una visión global al modelo. También se especificará cuáles son los datos utilizados en los flujos de caja individuales, denominando al flujo de cajas de la solar SS (Simple Solar) y al eólico SW (Simple Wind).

- Potencia del punto de interconexión (SS/SW)
 - Capacidad instalada de energía eólica (SW)
 - Capacidad instalada de energía solar (SS)
 - CAPEX: eólico (SW) (de la planta y de la interconexión), solar (de la planta y de la interconexión) (SS) y de la interconexión compartida (SS).
 - OPEX: eólica (SW), solar (SS) e interconexión compartida (SW).
 - Escenario de mercado (SS/SW): se programa el Excel para que tenga la opción de calcular las métricas de rentabilidad dependiendo del precio de mercado que haya en el escenario escogido.
 - Fecha de inicio de operación: eólico (SW) y solar (SS).
 - PPA eólico (SW): precio acordado, duración, cantidad de energía comprometida.
 - PPA solar (SS): precio acordado, duración, cantidad de energía comprometida.
 - GdO (SW/SS): precio anual.
 - Escenario de eólica (SW): número de turbinas o potencia de eólica elegida. El Excel está programado para calcular las métricas de rentabilidad con la curva de producción de eólica escogida, dependiendo de la potencia instalada o el número de turbinas del parque.
-

- Inflación anual, impuestos, intereses, leverage y Target Equity IRR (SS/SW): se calcula el WACC con estos datos.
- Electricidad generada (SW/SS): cantidad de energía que genera la planta anualmente.
- Ingresos anuales (SW/SS)
- Amortizaciones: eólica (SW), solar (SS), interconexión (SW)
- Vida útil o periodo de operación (SS/SW)

Estos datos se utilizan para obtener los resultados u outputs del proyecto, que se describirán en el siguiente apartado.

5.5.1.5. MÉTRICAS DE RENTABILIDAD

Mediante el modelo, se calculan varios parámetros que sirven de representación de la rentabilidad basada en todo lo explicado anteriormente. Estos parámetros son: el valor actual neto (NPV), el coste normalizado de la energía (LCOE) y la tasa interna de retorno (UIIR). Se tratan de los outputs o resultados del modelo.

El Valor Actual Neto (NPV) es una de las herramientas utilizadas en el estudio de inversiones y su viabilidad. Se interpreta como la diferencia entre los flujos de caja presentes generados por el proyecto y la inversión inicial. Su valor es de crucial importancia ya que indica si un proyecto va a tener un retorno positivo, si va a ser rentable para el inversor o inversores. Por este motivo, se busca que este parámetro sea lo más positivo posible. [75]

Por otro lado, el LCOE o Levelized Cost of Energy se define como un parámetro que sirve para medir el coste promedio que conlleva la generación de energía de una tecnología o instalación de generación determinada a lo largo de su funcionamiento. Esta medida se obtiene del cociente de los costes totales de la instalación y la producción total de energía esperada a lo largo de su vida útil. [76]

Por último, la tasa interna de retorno (UIIR) se caracteriza por ser la tasa de descuento que provoca que el valor actual neto del proyecto sea nulo. Antes de definir detalladamente el

funcionamiento de esta métrica de la rentabilidad, se debe explicar la tasa de descuento mínima utilizada para este trabajo. [78]

La tasa de descuento mínima que se ha utilizado de referencia en este proyecto es el WACC o Costo Promedio Ponderado del Capital. El WACC refleja el coste, con su ponderación específica, de las fuentes de financiación que puede tener un proyecto. Para obtener un mayor entendimiento de su funcionamiento, se debe analizar cómo se calcula: [79]

$$WACC = (Target\ Equity\ IRR) * (Interest\ Rate) * (Leverage) * (1 - Taxes)$$

Donde cada término refleja lo siguiente:

- Target Equity IRR: es el valor que esperan los inversores que obtenga la tasa interna de retorno del proyecto para que se puede compensar el riesgo que se toma. Se puede ver como un margen de seguridad para las inversiones realizadas.
- Leverage: es la capacidad que tiene una empresa o el porcentaje de la deuda que puede utilizar para aumentar los resultados de una inversión [80].
- Interest Rate: intereses que se deben abonar para compensar la financiación recibida. [81]
- Taxes: tasa de impuestos.

Conociendo la tasa de descuento mínima (WACC) utilizada, se sabe que la tasa interna de retorno debe ser mayor a este valor para que el NPV sea nulo y el proyecto comience a generar beneficios. Por esto, se puede decir que la UIIR se trata de una métrica que permite la comparación de la rentabilidad del proyecto con otras inversiones posibles, otras oportunidades de negocio. [78]

5.6. POTENCIA ÓPTIMA DE EÓLICA

Mediante el modelo de hibridación, se han obtenido las siguientes dos tablas que representan lo obtenido para los parámetros de rentabilidad en cada caso de potencia eólica.

SIN INFLACIÓN						
Nº Turbinas	Potencia MW	UIRR %	NPV k€/MW	LCOE €/MWh	Cap. Price €/MWh	Delta €/MWh
0 WTG	0,0	3,85%	(190)	52,7	37,6	(15,06)
1 WTG	6,6	3,60%	(241)	57,5	40,6	(16,86)
2 WTG	13,2	4,23%	(228)	60,5	43,7	(16,65)
3 WTG	19,8	4,64%	(215)	63,0	46,3	(16,68)
4 WTG	26,4	4,57%	(227)	66,5	48,0	(18,43)
5 WTG	33,0	3,61%	(289)	73,0	48,7	(24,28)

Tabla 14. Resultados de parámetros de rentabilidad sin considerar la inflación anual (2%) de los precios del mercado y considerando un WACC del 7,7%

CON INFLACIÓN						
Nº Turbinas	Potencia MW	UIRR %	NPV k€/MW	LCOE €/MWh	Cap. Price €/MWh	Delta €/MWh
0 WTG	0,0	6,66%	(63)	52,7	45,6	(7,05)
1 WTG	6,6	6,51%	(87)	57,5	50,4	(7,07)
2 WTG	13,2	7,13%	(45)	60,5	54,4	(5,93)
3 WTG	19,8	7,53%	(11)	63,0	57,8	(5,19)
4 WTG	26,4	7,51%	(13)	66,5	60,0	(6,46)
5 WTG	33,0	6,68%	(90)	73,0	60,8	(12,16)

Tabla 15. Resultados de parámetros de rentabilidad considerando la inflación anual (2%) de los precios del mercado y considerando un WACC del 7,7%

Nota: los valores negativos obtenidos se representan entre paréntesis ()

En la Tabla 14 no se considera la inflación de los precios de mercado a lo largo de los años mientras que, en la Tabla 15 se refleja el cambio en la rentabilidad del proyecto al añadir la inflación del 2% anual en los precios del mercado energético.

5.6.1. ANÁLISIS DE RESULTADOS

A continuación, se analizan y comentan los resultados obtenidos en las tablas mostradas en el apartado anterior. El análisis se va a hacer comentando cada parámetro o ratio por separado y, después, se hará un breve resumen y se concluirá con la potencia óptima de eólica.

5.6.1.1. TASA INTERNA DE RETORNO (UIIR)

En la primera tabla (*Tabla 14*) se observa, en la primera fila, la rentabilidad del parque fotovoltaico sin añadir la tecnología eólica. El TIR obtenido resulta ser muy bajo, está bastante por debajo del WACC establecido y no llega a los valores mínimos de rentabilidad establecidos por la empresa.

La segunda tabla (*Tabla 15*) muestra el impacto que tiene la inflación anual de los precios de mercado en la rentabilidad del proyecto desarrollado. Se muestra que la TIR del proyecto sin hibridar (primera fila) sube casi el doble (de 3,85% a 6,66%), además, los demás parámetros de rentabilidad también mejoran considerablemente.

En ambas tablas se observa que el valor máximo de tasa interna de retorno se alcanza mediante el caso de tres turbinas eólicas (19,8 MW), resultando, considerando la inflación en un 7,53% y sin inflación en un 4,64%.

5.6.1.2. VALOR ACTUAL NETO (NPV)

Se observa que, en todos los casos, el VAN resulta negativo. Esto se debe a que la WACC (Weighted Average Cost of Capital) se fija en un 7,7% para este proyecto. Esto se traduce en un gran coste de capital que reduce el valor actual de los flujos de caja del futuro y exige una rentabilidad mucho mayor a la obtenida para poder llevar a cabo una justificación de la inversión realizada en el proyecto. Esto puede hacer que el proyecto parezca menos atractivo de cara a los inversores, sin embargo, se debe considerar que esta tasa está fijada en un valor ambicioso.

Se busca que el Valor actual neto sea lo más positivo posible por lo que, a vista de los datos proporcionados por las dos tablas, el número de turbinas que acerca más el valor del NPV a cero (donde se comienza a ganar beneficio) es 3. En caso de considerar la inflación el NPV aumenta de -63 k€/MW a -13 k€/MW, mientras que en caso de no considerarla varía de -190 k€/MW a -215 k€/MW.

5.6.1.3. LCOE

Resulta curioso que, en ambas tablas, al añadir entre 3 y 4 turbinas, la rentabilidad mejora notablemente respecto a los casos en los que la potencia de eólica es menor. Sin embargo, el LCOE crece mucho debido al aumento de inversión al añadir otra tecnología. Siendo el LCOE el cociente entre los costes y lo generado con la planta, la conclusión que podemos sacar de esto es que, el aumento de generación no compensa la subida de costes que conlleva aumentar el número de turbinas. Teniendo en cuenta esto, se puede determinar que el LCOE no es el parámetro o ratio más representativo de la rentabilidad de este proyecto.

Se ha evaluado esta curiosidad y obtenido varias razones, además de lo mencionado anteriormente, por las que el LCOE puede no representar correctamente la rentabilidad de un proyecto de hibridación.

En primer lugar, una hibridación conlleva la integración de varias tecnologías que cuentan con perfiles de producción distintos y costes diferentes. En este caso, al hibridar eólica con fotovoltaica, resulta muy notable esta característica. Esto se debe a que, uno de los objetivos de este tipo de hibridaciones es que las curvas de producción sean lo más complementarias posibles. Lo que significa que, no solo son distintas, sino que se quiere que produzcan en sinergia: cuando una de las tecnologías produce al máximo, la otra debe de estar en sus puntos más bajos de producción. Además, la tecnología eólica tiene un coste mayor que la solar.

En definitiva, resulta complicado considerar un LCOE conjunto para ambas tecnologías considerando sus diferencias y teniéndolas en cuenta para el análisis de su rentabilidad como conjunto. Por ello, resulta más interesante considerar el LCOE individual de cada tecnología de generación.

5.6.1.4. DELTA

Dado que la métrica del LCOE puede no representar la rentabilidad del proyecto de forma correcta, se desarrolló la métrica que se ha denominado *Delta*.

Delta representa, coloquialmente, la diferencia entre lo que se ingresa de media al vender un MWh (precio capturado) y lo que cuesta de media producirlo (LCOE):

$$Delta = Cap.Price - LCOE$$

El precio capturado (Cap. Price) es el precio medio al que se vende la energía generada de una planta en el mercado energético y que refleja los ingresos medios que recibe la planta por cada megavatio-hora generado. Por esto, este parámetro es crucial a la hora de comprender los ingresos que recibe realmente una planta por su generación ya que, para calcularlo, se tiene en cuenta la variabilidad de los precios de mercado y la curva de producción específica de la planta.

Al considerar la diferencia entre el LCOE y el precio capturado, se aporta un enfoque que abarca mucho más que el análisis del LCOE ya que, además de tener en cuenta los costes y la generación de la planta, se consideran también los ingresos que se reciben. Además, resulta una métrica más dinámica que el LCOE ya que considera la volatilidad y variabilidad de los precios de mercado, la distribución de las curvas de producción horaria y la integración de las dos tecnologías.

En el caso de analizar el parámetro Delta en las tablas de resultados, en la tabla de arriba (*Tabla 14*) se observa una diferencia en comparación con lo visto anteriormente, el número

óptimo de turbinas resulta ser dos por tener el valor menos negativo. Sin embargo, la diferencia entre 16,65 y 16,68 es mínima por lo que la decisión se tendrá que tomar basada en los valores de UIIR y NPV para el caso en el que no se considere la inflación.

Por otro lado, al considerar la inflación se vuelve a obtener tres turbinas como el número óptimo. Esto se debe a que, al inflarse los precios de mercado a lo largo de los años y mantener los costes y la generación constantes, el LCOE también se mantiene, pero el precio de mercado capturado aumentará. Por ello, se ve una mayor diferencia entre el caso de tres turbinas y dos turbinas, resultando 3 turbinas lo óptimo.

5.6.1.5. CONCLUSIÓN

La configuración de tres turbinas o 19,8 MW instalados, resulta ser la que más rentabilidad aporta al proyecto según los parámetros que se han analizado en los apartados anteriores. Este resultado se ha obtenido tanto considerando la inflación anual de los precios de mercado como sin tenerla en consideración.

5.7. CURVAS DE GENERACIÓN DE LA PLANTA HÍBRIDA

Se han querido representar las curvas de generación o producción media diaria que tiene la planta híbrida con el número óptimo de turbinas:

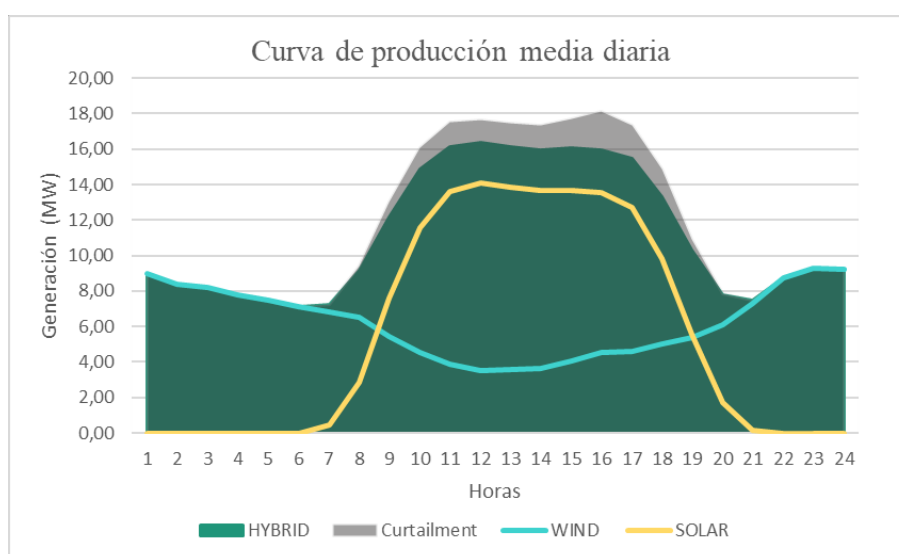


Figura 21. Curva de producción media diaria de la planta híbrida con 3 turbinas

Analizando y examinando la *Figura 21* se pueden obtener varias conclusiones sobre la complementariedad de los recursos solar y eólico en el emplazamiento, y sobre la generación en conjunto de las dos tecnologías.

Se debe considerar que la curva ideal de hibridación es aquella que se caracteriza por tener una distribución plana o constante a lo largo del día. Además, lo ideal sería que esta curva se mantenga siempre en el valor de la limitación del punto de interconexión, vertiendo en todo momento la potencia máxima permitida a la red. Esto supondría que los recursos del emplazamiento son complementarios en su totalidad y que la zona es óptima.

Estas curvas son muy complicadas de conseguir por lo que se busca que la curva de la hibridación sea lo más plana posible y sin rebasar mucho el punto de interconexión.

La gráfica muestra complementariedad entre los recursos solar y eólico. Se observa que la producción de eólica es alta en aquellos momentos en los que la solar no produce y, cuando la producción de eólica cae, la generación de energía solar alcanza un máximo.

Sin embargo, la curva de generación de la eólica no cuenta con variaciones grandes entre los máximos y los mínimos. Esto supone que cuando la fotovoltaica genera más, la eólica sigue produciendo por lo que el límite del punto de interconexión se supera, generando pérdidas (Curtailment). Por otro lado, cuando la tecnología fotovoltaica no tiene generación, la eólica a pesar de aumentar su valor de producción, no alcanza el límite del POI. Al no llegar a este límite de potencia, no se vierte a la red la capacidad máxima concedida.

Se podría decir que el emplazamiento, lejos de ser óptimo, es bueno ya que se obtiene una curva que logra cubrir la producción de una gran parte del día y, por la noche, no deja de generar. Además, se observa que las pérdidas en el POI, en comparación con lo que se genera, no parecen ser muy notables.

Capítulo 6. CONCLUSIONES Y SENSIBILIDADES

6.1. ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES

Una vez determinado el número de turbinas óptimo para esta planta se quiere analizar e identificar los factores que mayor impacto tienen en la rentabilidad del proyecto.

Para ello, se han realizado varias sensibilidades que se han representado en una serie de gráficas. En ellas se muestra el cambio de las métricas de rentabilidad (NPV, UIIR y *Delta*) respecto a la variación (aumento o disminución) de los parámetros o inputs de la instalación (CAPEX, OPEX, etc.) respecto al de tres turbinas, que se denominará caso base.

A continuación, se muestra una tabla con los parámetros que se van a variar del caso base y sus valores de partida:

Input	Units	Values
CAPEX Wind	k€/MW	1.200
CAPEX Wind interconnection	k€	1.980
CAPEX Solar	k€/MW	525
CAPEX Solar interconnection	k€	3.389
CAPEX shared interconnection	k€	339
OPEX Wind	k€/MW	35,0
OPEX Solar	k€/MW	22,0
OPEX interconnection	k€	10,2
Wind PPA	€/MWh	55,0
Solar PPA	€/MWh	38,0
Term	years	10
Buyers fraction	%	80%
Market Scenario	[]	Base

Tabla 16. Datos de partida análisis de sensibilidades

Además, también se hará el análisis para la generación de las dos tecnologías, variando su curva de generación y para cada escenario de precio de mercado.

Se debe considerar que las sensibilidades a los costes (CAPEX, OPEX), a los PPA y a la generación de ambas tecnologías se han realizado tomando el caso de la implantación de tres

turbinas eólicas, con un WACC del 7,7% y con el escenario Base de precio de mercado, sin tener en cuenta la inflación anual de los precios. Estas dos últimas consideraciones, el WACC y el escenario de mercado, se han escogido ya que representan el caso más conservativo, de menor rentabilidad y, por tanto, el menos favorecedor.

6.1.1. SENSIBILIDAD A LOS COSTES (CAPEX Y OPEX)

Se han variado los valores de CAPEX y OPEX de cada tecnología respecto al caso base desde un 20% más a un 20% menos. En las gráficas realizadas para representar esta variación se muestran una serie de líneas, cada una de ellas representa uno de los parámetros de costes que se han variado, el porcentaje de variación se muestra en el eje horizontal. Por otro lado, el eje vertical muestra valores de las métricas de rentabilidad (NPV, UIIR o delta). De esta forma, cada marcador que se encuentra en los gráficos de líneas representa el valor de la rentabilidad para cierta variación de un parámetro determinado.

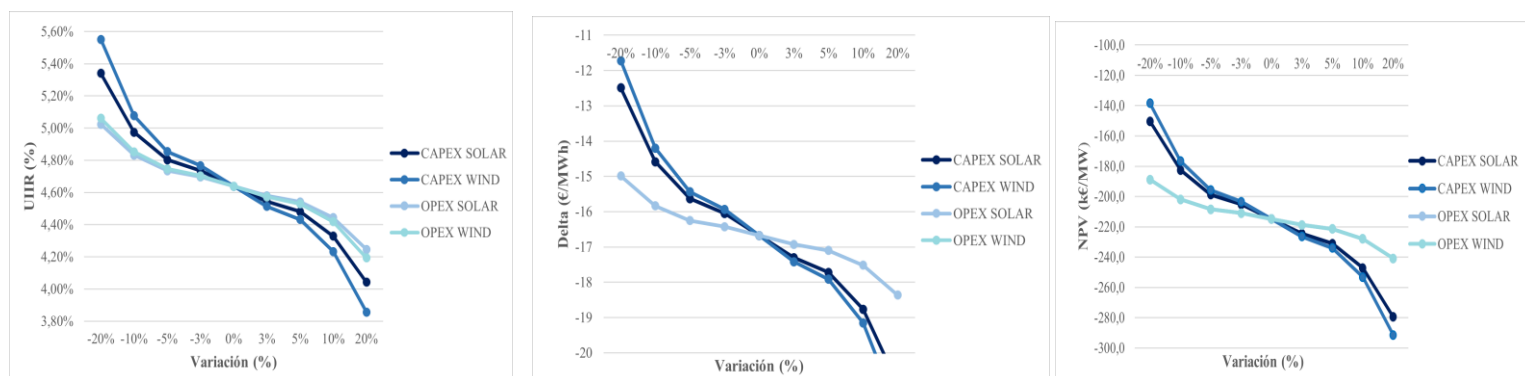


Figura 22. Gráficas de sensibilidad del UIIR, Delta y NPV a los CAPEX y OPEX. Fuente: Propia

Se observa que las gráficas obtenidas para las tres métricas de la rentabilidad parecen tener la misma distribución. Esto puede servir de justificación para la utilización del parámetro Delta como representación de la rentabilidad del proyecto ya que responde de forma parecida a la variación de las variables analizadas (CAPEX y OPEX) que las otras dos métricas de rentabilidad.

También, se puede ver que la sensibilidad al CAPEX solar y CAPEX eólico es muy parecida. Esto puede llegar a sorprender ya que el CAPEX de la tecnología solar tiende a ser mucho menor que el de la eólica. De todas formas, en este proyecto toma una gran relevancia el coste de inversión de capital en la solar ya que la interconexión de la planta tiene un valor muy elevado, que se puede deber a dificultades en el terreno y la necesidad de utilizar líneas de evacuación soterradas. El coste de interconexión es casi 6,5 veces mayor que el coste de la propia planta fotovoltaica (paneles, inversores, etc.).

Por otro lado, dado que los valores de OPEX para ambas tecnologías son muy parecidos, sus gráficas de líneas de variación coinciden, suponiendo que su impacto en la rentabilidad del proyecto es casi igual.

Cabe destacar que, como era de esperar en consecuencia de su elevado valor, el proyecto es más sensible a la variación de los CAPEX de las tecnologías que el cambio de los costes operativos.

6.1.2. SENSIBILIDAD A LOS PPA

En este apartado se varían los precios de los PPA eólicos y solares, y la cantidad de energía comprometida en dichos acuerdos, denominado *Buyers Fraction*. Estos parámetros se han aumentado un 25% y reducido un 25%, respecto del caso base (3 turbinas).

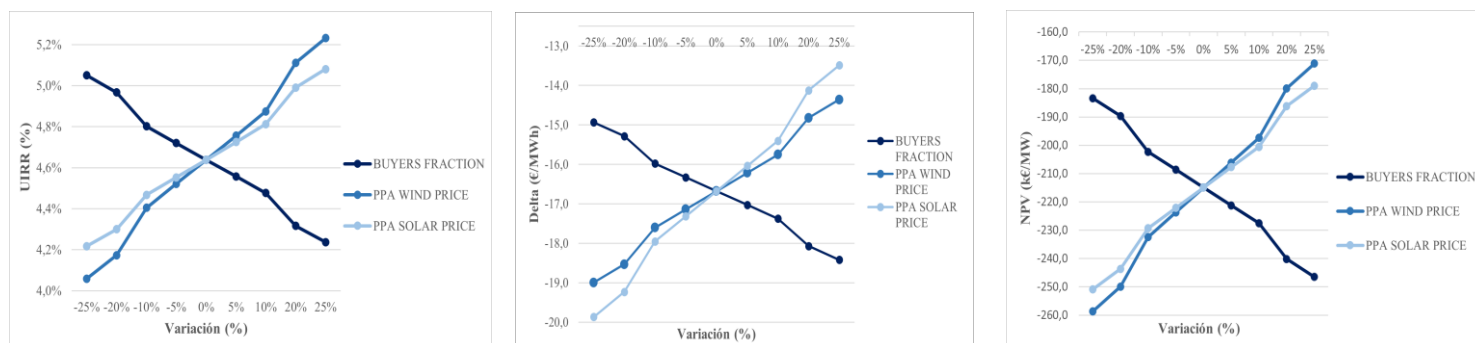


Figura 23. Gráficas de sensibilidad del UIIR, Delta y NPV a los precios de PPA eólico, solar y Buyers Fraction. Fuente: Propia

Una vez más, las tres gráficas tienen una distribución muy parecida, justificando, con una base más sólida, la utilización del parámetro *Delta* para representar la rentabilidad del proyecto.

En primer lugar, se puede determinar mediante las curvas resultantes que el factor que más influye en la rentabilidad del proyecto es el precio del PPA eólico. Esto puede deberse a que la tecnología eólica tenga una generación que genere un mayor impacto en la rentabilidad de la planta. Por esta razón, al aumentar o reducir el precio al que se acuerda la venta del 80% de esta energía, se observa un cambio más significativo en las métricas de rentabilidad, ya que es la que más ingresos parece generar gracias a tener una curva de producción más constante (*Figura 23*). De esta forma, se podría llegar a definir la planta eólica de este proyecto como la tecnología de generación principal.

De todas maneras, no difiere mucho de la sensibilidad que tiene la planta al precio del PPA solar por lo que se puede confirmar que operan con una sinergia alta.

Por otro lado, también se puede ver que el *Buyers Fraction* o fracción de energía comprometida al PPA tiene menos impacto en la rentabilidad del proyecto que los precios del PPA asociada a cada tecnología.

Esto se puede interpretar como una correcta elección de los precios asociados a los PPA de cada tecnología ya que se acercan a los precios capturados en el mercado. Por esta razón, comprometer más o menos de un 80% de la generación a los acuerdos de compraventa de energía en vez de ofertarla en el mercado mayorista, no cambia tanto el resultado de la rentabilidad respecto a lo que varía con los precios de los PPA. En otras palabras, es indiferente comprometerlo que ofertarlo ya que el precio de ambos es muy parecido.

Otra observación que se puede hacer es que, al subir la fracción de energía comprometida, la rentabilidad del proyecto se reduce por lo que los ingresos obtenidos mediante los PPA son menores que si se oferta la energía en el mercado de la energía, los precios acordados son un poco menores que los del mercado. Se debe recalcar que, reducir el *Buyers Fraction*

aumenta el riesgo del proyecto ya que los precios de mercado se tratan de una estimación. Por lo que, a pesar de aumentar la rentabilidad y en vista de la poca variación que se genera al cambiar este parámetro, se determina que la fracción de energía escogida es buena.

6.1.3. SENSIBILIDAD A LA GENERACIÓN

Las curvas de generación horaria calculadas son una estimación porque están basadas en simulaciones de lo que podría ocurrir. Por esto, aunque la fiabilidad y precisión de estas curvas sea alta gracias a la utilización de los mejores Softwares y datos para su cálculo, se ha analizado también el efecto de la variación de la generación en los parámetros de rentabilidad. Las generaciones de ambas tecnologías se han aumentado un 25% y reducido un 25%, respecto del caso de las tres turbinas (caso base).

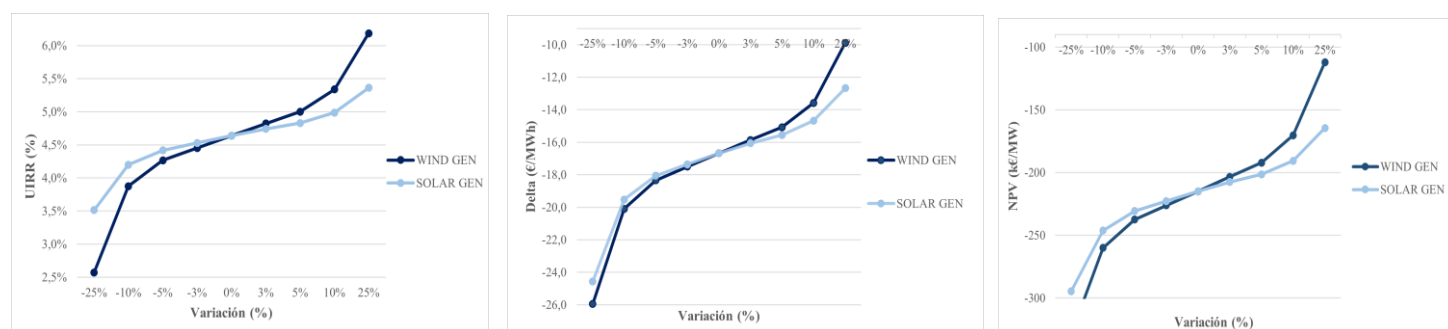


Figura 24. Gráficas de sensibilidad del UIIR, Delta y NPV a la generación de ambas tecnologías. Fuente: Propia

Se vuelve a ver una que las distribuciones de los tres parámetros tienen una gran similitud.

Se ha mencionado anteriormente la posibilidad de que la generación de eólica tenga un mayor impacto en la rentabilidad del proyecto. Mediante estas gráficas se puede confirmar esta suposición.

Se muestra claramente que la rentabilidad del proyecto depende en mayor medida de la generación de energía eólica que de la solar. La variación de la generación eólica varía la tasa interna de retorno (UIIR) desde un 2,6% (si se reduce) y hasta un 6,2% (si se aumenta)

comenzando con el valor de 4,64% calculado para el caso base. Mientras tanto, la variación de generación solar aumenta esta tasa hasta un 5,36% y la reduce hasta un 3,52% (partiendo del caso base). Esto demuestra que la rentabilidad del proyecto es alrededor de 1,8 veces más sensible a la generación eólica que a la solar y confirma que la tecnología eólica es la principal fuente de generación de la instalación.

6.1.4. SENSIBILIDAD AL ESCENARIO DE PRECIO DE MERCADO

Las condiciones en las que se realiza el siguiente análisis cambian respecto a los apartados anteriores. Se considera el caso base (3 turbinas), un WACC del 7,7% y no se considera la inflación en los precios de mercado, sin embargo, el parámetro que se varía es el escenario de precios de mercado (curvas de precio horario de mercado).

Como se ha mencionado anteriormente, se cuentan con varias curvas de precio de mercado que representan distintos escenarios del mercado energético. Para llevar a cabo este análisis se han analizado las métricas de rentabilidad presentes en el modelo, manteniendo las condiciones mencionadas, en cada escenario disponible (Base, Low, Mid-Low y High).

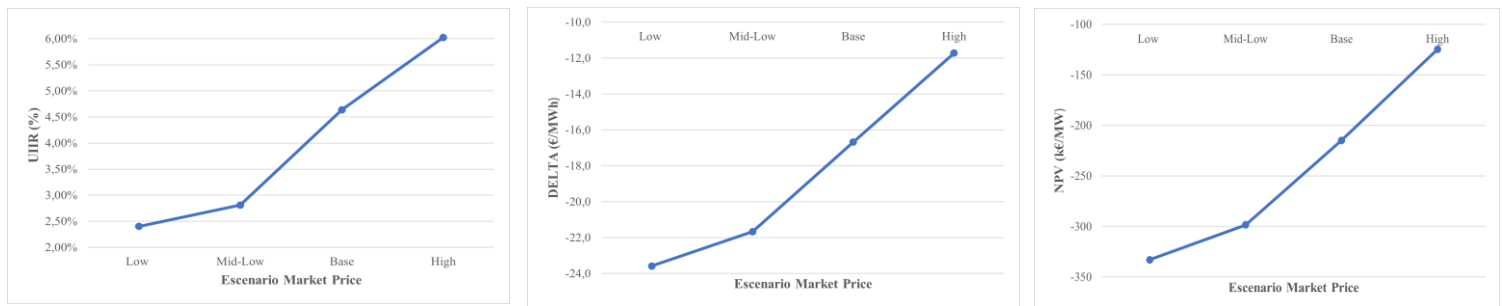


Figura 25. Gráficas de sensibilidad del UIR, Delta y NPV a los escenarios de precio de mercado (Base, Low, Mid-Low, High). Fuente: Propia

Según las distribuciones de las gráficas, se puede ver que el parámetro más sensible a este cambio es *Delta*. Esto se debe, principalmente, a la forma en la que se calcula esta métrica y su definición. Si el precio de mercado se reduce o aumenta, el precio capturado cambiará proporcionalmente. Además, como no se cambia la potencia de eólica instalada para este

análisis, la generación y los costes se mantienen constantes, suponiendo que el valor del LCOE tampoco varíe respecto al caso base. Sabiendo que

Delta es la diferencia entre el precio capturado y el LCOE, por todo lo anterior, resulta sencillo prever que será la medida de la rentabilidad que más dependa de la situación de mercado

De todas formas, se puede observar de forma clara que el precio de mercado es el parámetro más relevante para la rentabilidad del proyecto. En comparación con la generación de eólica, que se había determinado como la variable a la que se tenía una mayor sensibilidad, el cambio de escenario de mercado reduce la tasa interna de retorno hasta un 2,4%. Se identifican estos dos parámetros como los más influyentes en la rentabilidad y viabilidad de la instalación.

6.1.5. CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS

A continuación, se enumeran las conclusiones que se han ido obteniendo mediante el análisis de sensibilidades descrito anteriormente:

- 1. Mayor sensibilidad a la producción eólica que a la solar**
 - 2. Gran sensibilidad a los precios de mercado**
 - 3. Más sensible al precio de PPA que a la cantidad de energía comprometida al PPA**
 - 4. CAPEX SOLAR y CAPEX WIND tienen relevancia parecida**
 - 5. Distribución de OPEX WIND y SOLAR coinciden, igual sensibilidad a estos parámetros**
 - 6. Delta tiene gran sensibilidad al precio de mercado**
 - 7. Proyecto pequeño, muy sensible a costes, pero menos riesgo:** Esta gran sensibilidad es debida a desventajas en las economías de escala y mayor proporción de costes fijos. Por otro lado, el riesgo con el que cuenta el proyecto es menor que el de proyectos de mayor capacidad ya que la inversión inicial es menor.
-

Por último, se muestra una gráfica realizada para comparar el impacto de los parámetros anteriores en la rentabilidad y mostrarlos de forma conjunta, a excepción de la situación de mercado. Se ha realizado esta la *Figura 26* como respaldo de las conclusiones mencionadas anteriormente. Además, se han resaltado (rojo) las líneas correspondientes a los parámetros que se consideran como los que mayor relevancia tienen a la hora de analizar la rentabilidad de un proyecto de hibridación, ya que tienen un gran impacto en ella.

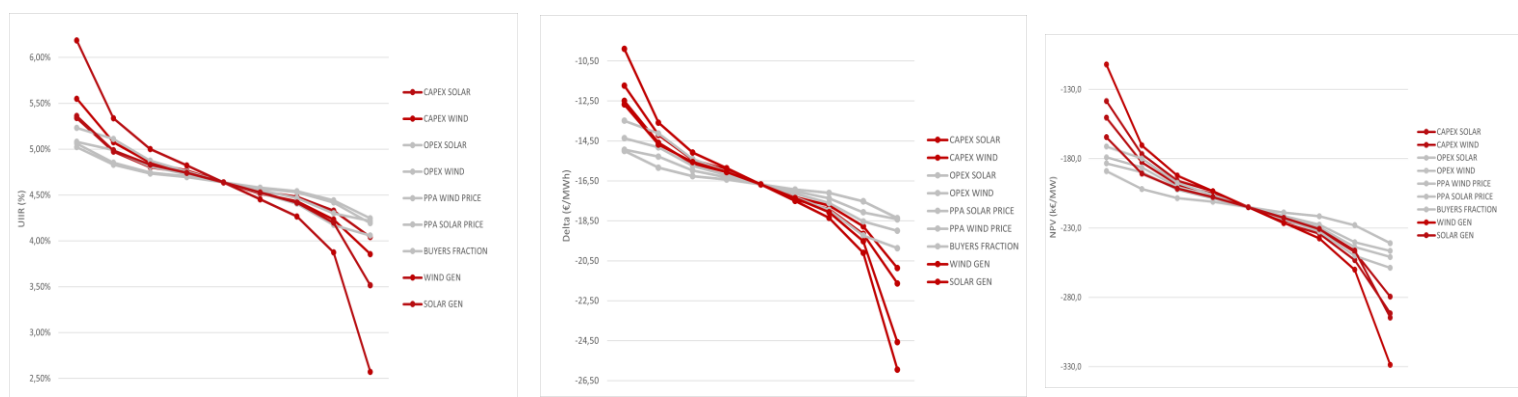


Figura 26. Gráfica de comparación de sensibilidades. Fuente: Propia

6.2. CONCLUSIONES GENERALES

Por último, se resaltan las conclusiones generales a las que se ha llegado sobre el proyecto y sobre las hibridaciones de este tipo

1. Número óptimo de turbinas

Se ha obtenido que el número óptimo de turbinas del modelo escogido y en el proyecto analizado, son 3, que suponen una potencia instalada de 19.8 MW de tecnología eólica. La justificación de esta conclusión se detalla en el apartado 5.7 del documento actual.

2. Resulta de gran importancia identificar el tipo de proyecto (eólica con fotovoltaica, fotovoltaica con eólica, o hibridación desde cero) para decidir si seguir con el proceso de tramitación según la rentabilidad calculada

La decisión de seguir adelante con un proyecto de hibridación renovable entre tecnología eólica y solar debe estar basada, principalmente, en el escenario o tipo de proyecto que se tenga y en los objetivos que se quiera alcanzar con ello. Se han distinguido tres escenarios o casos principales:

- Adición de tecnología eólica a una planta solar fotovoltaica: el caso que se presenta en el proyecto que se está llevando a cabo mediante este trabajo se puede englobar en esta categoría. Se observa una planta fotovoltaica en desarrollo que cuenta con una rentabilidad baja y se busca un método para maximizarla. La opción de hibridar la planta con un parque eólico se plantea con el propósito de aumentar la rentabilidad de dicha planta. Si, por ejemplo, la rentabilidad y viabilidad de la planta fotovoltaica se ve afectada positivamente por la hibridación con eólica, se está cumpliendo el objetivo principal de la hibridación por lo que seguir adelante con el proceso de tramitación del proyecto cobra un gran sentido y parece ser la decisión adecuada.
 - Adición de fotovoltaica a un parque eólico ya existente: es un caso que puede considerarse parecido al anterior explicado. Sin embargo, conlleva una mayor investigación ya que, al comenzar con un parque eólico habría que determinar los objetivos de la hibridación y, sobre todo, si el emplazamiento es adecuado para una planta fotovoltaica. Al analizar primariamente el recurso eólico, este puede resultar agresivo para las instalaciones de la planta solar por lo que habría que evaluar si reforzar las estructuras para soportar este recurso de viento (aumentando el coste de la planta) no interviene con la optimización de la rentabilidad del proyecto de hibridación.
 - Hibridación desde cero: este caso puede conllevar una complejidad mayor. Por ejemplo, en este caso, si se hubiese planteado llevar a cabo la tramitación de ambos
-

proyectos a la vez y el trabajo estuviese planteado como una hibridación de cero, la decisión a tomar respecto a seguir o no seguir adelante con la tramitación, no sería tan sencilla. Esto se debe a que, la planta eólica, por sí sola, tiene una mayor rentabilidad que la del parque híbrido en conjunto. Concretamente, cuenta con una TIR del 6,2% que se compara con 4,64% del proyecto hibridado con la potencia óptima de tecnología eólica. En conclusión, si este fuese el caso, la decisión por la que se obtendría una mayor rentabilidad sería la de tramitar únicamente la planta eólica.

3. Gran importancia en la consideración de los PPA y su correcta elección:

Mediante el análisis del parque solar como instalación única, sin tener en cuenta la hibridación, se observa que la planta opera, de media, alrededor de 1775 horas equivalentes anuales. En Valladolid se reciben, de media, 2625 horas [85] de exposición solar al año. Observando las horas equivalentes netas obtenidas para la planta fotovoltaica Agaporni, se puede considerar que el recurso del emplazamiento es bueno ya que se aprovechan un 68% de estas horas solares. Sin embargo, la rentabilidad del proyecto resulta ser muy baja, por debajo del umbral mínimo fijado por IGNIS.

Esto se debe a la saturación del mercado en el que opera esta tecnología. La oferta de energía solar es excesiva, tanto, que la demanda de electricidad no consigue seguirle el ritmo. En consecuencia, los precios a los que se vende la energía en sus horas de operación caen considerablemente, llegando a ser negativos.

Por este motivo, resulta de gran importancia la firma de PPA competitivos que garanticen un ingreso constante y previsible por la generación de la energía solar. Además de servir como un margen de seguridad, aquellas empresas que tengan acuerdos de compraventa de energía tienen, sin duda, una ventaja sobre los otros generadores que participan en el mercado mayorista de la energía.

Por último, esta garantía hace los proyectos más atractivos de cara a los inversores y facilita la financiación ya que aumenta la certeza de que haya un retorno de la inversión al tener una inversión predecible.

4. La probabilidad de éxito de un proyecto de hibridación aumenta si se trata de una planta de gran tamaño (más de 50 MW)

En este trabajo se ha procurado no superar los 50 MW para facilitar la tramitación y administración del proyecto.

Sin embargo, en vista de los valores de rentabilidad obtenidos y la sensibilidad que existe a los costes del proyecto, se puede concluir que probablemente la mejor opción para proyectos de hibridación sea desarrollar proyectos de mayor capacidad.

De esta forma, se podrían aprovechar las economías de escala para compensar los CAPEX específicos de las infraestructuras de evacuación, haciendo que el proyecto sea menos sensible a estos parámetros.

Además, el aumento de capacidad ofrece la oportunidad de que las cantidades generadas de energía sean mayores si el recurso de la zona es bueno. Por esto, es importante analizar correctamente el recurso del emplazamiento para asegurar que la eficiencia energética y el rendimiento de la planta sean óptimos.

Respecto a la planta eólica, se ha determinado que su generación tiene un impacto mayor en la rentabilidad de la planta por lo que se concluye que sería de gran interés maximizar la capacidad de esta tecnología siempre y cuando el recurso disponible sea bueno, para que los ingresos de la planta compensen el elevado CAPEX que supone un parque eólico.

En conclusión, se plantea la opción de que, los beneficios que suponen el desarrollo de plantas grandes compensen el trabajo adicional de tramitación y administración de proyectos de más de 50 MW.

5. El recurso eólico del emplazamiento no resulta ser óptimo

Las horas equivalentes netas de la planta eólica, en todos los casos de número de turbinas, son menores que 3000. Por esto, se puede considerar que el recurso eólico de la zona no es el mejor. Esto plantea una nueva cuestión: ¿Hasta qué punto debe requerirse un buen recurso eólico en hibridaciones de este tipo?

Como es de esperar, al partirse de una planta fotovoltaica, se prioriza el análisis del recurso solar ya que esta planta operará de forma independiente hasta la construcción del parque eólico.

También, como se ha visto que el proyecto depende enormemente de la generación de las turbinas, se recomienda la elección del emplazamiento centrada en un buen recurso eólico durante aquellas horas en las que la radiación solar resulta ser menor. De esta forma, se puede intentar maximizar la generación de las turbinas a la vez que se alcanza el objetivo de la operación sinérgica de las dos tecnologías

De todas formas, este caso se deja para líneas futuras de investigación ya que habría que ver el aumento de costes al necesitar estructuras fotovoltaicas que soporten el buen recurso eólico y su complementariedad con la radiación solar.

Capítulo 7. POSIBLES LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN

En busca de expandir las posibilidades de la generación híbrida de energía y de la optimización del proyecto realizado, se han identificado algunas líneas futuras de investigación.

El objetivo principal de esta búsqueda es, por un lado, la mejora de la rentabilidad y la viabilidad del proyecto actual por medio de nuevas hibridaciones o de nuevos acuerdos que faciliten la financiación y, por otro, el aprovechamiento de nuevas oportunidades para poder integrar nuevos modelos de negocio y tecnologías innovadoras.

Además, también se busca adaptar el modelo desarrollado para cualquier tipo de hibridación haciendo posible su utilización como una herramienta versátil y fiable para este tipo de proyectos.

7.1. READAPTACIÓN DEL MODELO A HIBRIDAR EÓLICA EXISTENTE CON FOTOVOLTAICA

La primera área de exploración que surge es la adaptación del modelo desarrollado en otro caso de hibridación entre eólica y fotovoltaica que se basa en la adición de una planta solar a un parque eólico ya existente.

Al igual que en la hibridación de eólica con una fotovoltaica ya existente, el objetivo es el aprovechamiento de la infraestructura ya disponible y la utilización de una interconexión compartida que reduzca los costes. Además, también se centrará en que la producción sea lo más sinérgica posible para que las dos tecnologías se integren como un conjunto en la red.

Sin embargo, al aportar otro enfoque al tener un punto de partida distinto del que se ha analizado en el proyecto actual y ser una tecnología distinta la que habría que dimensionar para optimizar la viabilidad y rentabilidad del proyecto, se tendría que llevar a cabo una investigación exhaustiva y una posible modificación del modelo.

7.2. READAPTACIÓN DEL MODELO A HIBRIDAR DE CERO

Esta línea de investigación resulta muy parecida a la anterior propuesta. También propone una variación del proyecto actual, cambiando el punto de partida y las consideraciones que se han de tener.

En este caso, ambas tecnologías pueden dimensionarse libremente por lo que la optimización del proyecto puede depender de dos potencias instaladas distintas. El enfoque de la investigación puede estar centrado en el diseño de las dos plantas de forma complementaria para asegurar que operen en sinergia y maximicen los recursos de los que se disponga.

7.3. CONSIDERACIÓN DE OTROS MODELOS PARA HIBRIDAR CON GENERACIÓN

Anteriormente, se han mencionado y explicado los tipos de hibridaciones existentes. Esto, ha permitido la creación de una nueva línea de investigación basada en la consideración de nuevos modelos de hibridación con tecnologías de generación renovable.

Para ello, se debe analizar exhaustivamente cada tipo para comprender sus ventajas e inconvenientes para así aprovecharlas en la integración de las fuentes. Además, de esta forma

se puede explorar la idea del aprovechamiento de otros recursos o condiciones características de ciertos emplazamientos.

Por último, en esta área de investigación se podría explorar la utilización del excedente de generación de las plantas de eólica y fotovoltaica para producir hidrógeno verde a través de la electrólisis, permitiendo la diversificación hacia mercados emergentes y contribuyendo a la investigación sobre nuevas formas de almacenamiento.

7.4. *CONSIDERACIÓN DE HIBRIDACIONES CON ALMACENAMIENTO*

El almacenamiento propone una línea de investigación fundamental para la maximización de la rentabilidad, viabilidad y eficiencia de los proyectos de energía renovable. Sobre todo, en hibridaciones, donde uno de los mayores problemas son los límites de potencia o el solapamiento de las curvas de producción.

La implantación de sistemas de almacenamiento energético con plantas de generación renovable puede ser una gran oportunidad para ver una mejora considerable en la estabilidad y fiabilidad de la producción de energía limpia.

Además, esta línea de investigación abarca infinidad de formas de almacenamiento que pueden ir desde baterías a hidrógeno verde, mencionado anteriormente.

7.5. *INTRODUCIR PPA MÁS COMPLEJOS*

Por último, se querría analizar y explorar distintos contratos de compraventa de energía, aumentando la complejidad de sus características como, por ejemplo, su estructura de precios.

POSIBLES LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN

La investigación, principalmente se centrará en la búsqueda de la forma de incluir estos acuerdos en el modelo de hibridación. Esto se debe a que, una mayor complejidad puede llegar a suponer una mayor competitividad y ventaja, además de un margen de seguridad financiera mayor.

Capítulo 8. BIBLIOGRAFÍA

- [1] "Funcionamiento energía solar fotovoltaica," Iberdrola. [Online]. Available: <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/que-es-energia-fotovoltaica> [Accessed: February 5, 2024].
- [2] "Paneles Solares Funcionamiento Tipos Usos Celdas." [Online]. Available: <https://www.areatecnologia.com/electricidad/paneles-solares.html> [Accessed: February 5, 2024].
- [3] "Partes de un panel solar Partes de un panel solar, estructura y componentes," Solar Energía. [Online]. Available: <https://solar-energia.net> [Accessed: February 7, 2024].
- [4] "¿Qué es la energía solar y cómo se produce?," BBVA. [Online]. Available: <https://www.bbva.com/es/sostenibilidad/que-es-la-energia-solar> [Accessed: February 7, 2024].
- [5] "Imagen partes de paneles ¿Cómo lograr energía limpia y abundante?: de la célula solar al sistema fotovoltaico – Un poco de ciencia, por favor," Público [Online]. Available: <https://publico.es> [Accessed: February 7, 2024].
- [6] Grupo Novelec, "Módulos fotovoltaicos bifaciales, todo lo que necesitas saber," Blog Grupo Novelec, [Online]. Available: <https://novelec.es> [Accessed: February 7, 2024].
- [7] Solar Edition, "How do bifacial solar panels work & why should you buy them?" Solar Edition, [En línea]. Disponible en: <https://solaredition.com/how-do-bifacial-solar-panels-work-why-should-you-buy-them/> [Accessed: February 7, 2024].
-

- [8] E. F. C. Solar, "Estructuras y soportes para paneles solares. Tipos y características," efc solar.com. [En línea]. Disponible en: <https://www.efcsolar.com/estructuras-y-soportes-para-paneles-solares-tipos-y-caracteristicas> [Accessed: February 9, 2024].
- [9] H. Watt, "¿Qué tipos de estructuras de paneles solares existen?," hellowatt.es. [En línea]. Disponible en: <https://www.hellowatt.es/que-tipos-de-estructuras-de-paneles-solares-existen> [Accessed: February 9, 2024].
- [10] "Cómo Funciona un Inversor: Esquema y Funcionamiento." [Online]. Available: <https://www.mpptsolar.com/es/esquema-funcionamiento-inversor.html> [Accessed: February 9, 2024].
- [11] "Inversores Solares: Todo lo que necesitas saber." [Online]. Available: <https://esr.solar/guia-completa-sobre-inversores-solares-para-sistemas-fotovoltaicos> [Accessed: February 9, 2024].
- [12] "¿Qué es una planta fotovoltaica y cómo funciona?," SFE Solar. [Online]. Available: <https://sfe-solar.com> [Accessed: February 7, 2024].
- [13] "Planta fotovoltaica: funcionamiento de una central solar," Solar Energía. [Online]. Available: <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/planta-fotovoltaica> [Accessed: February 9, 2024].
- [14] "Centro de Transformación al Detalle," Ingeniero Eléctrico. [Online]. Available: <https://ingenieroelectrico.net/centro-de-transformacion> [Accessed: February 9, 2024].
- [15] "El análisis recurso solar en proyecto fotovoltaica," EIPOS Grados. [Online]. Available: <https://eiposgrados.com/blog-energias/analisis-recurso-solar-fotovoltaica> [Accessed: February 12, 2024].
-

- [16] "Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)," European Commission. [Online]. Available: https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis_en [Accessed: February 12, 2024].
- [17] "Datos solares bancables para tomar mejores decisiones," Solargis. [Online]. Available: <https://solargis.com/es> [Accessed: February 12, 2024].
- [18] "Meteonorm Version 8," Meteonorm. [Online]. Available: <https://meteonorm.com/en/meteonorm-version-8> [Accessed: February 12, 2024].
- [19] EAVE, "Temperatura máxima de las placas solares: ¿cómo afecta a su rendimiento?" EAVE Blog, [En línea]. Disponible en: <https://eave.es/blog/temperatura-maxima-de-las-placas-solares-como-afecta-a-su-rendimiento/#:~:text=S%C3%AD%2C%20la%20temperatura%20tiene%20un%20impacto%20significativo%20en,energ%C3%ADa%20solar%20en%20electricidad%20de%20los%20paneles%20disminuye> [Accessed: February 12, 2024].
- [20] Iberdrola, "Energía eólica," Iberdrola, [en línea]. Disponible: <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/energia-eolica> [Accessed: February 19, 2024].
- [21] Endesa, "Energía eólica," Endesa, [en línea]. Disponible: <https://www.endesa.com/es/la-cara-e/energias-renovables/energia-eolica> [Accessed: February 19, 2024].
- [22] Repsol, "Aerogenerador: qué es y cómo funciona," Repsol, [en línea]. Disponible: <https://www.repsol.com/es/energia-futuro/futuro-planeta/aerogenerador/index.cshtml> [Accessed: February 19, 2024].
- [23] "¿Qué es la energía eólica y cómo funciona?," Enel Perú. [Online]. Available: <https://enel.pe> [Accessed: February 19, 2024]
-

- [24] "Imagen partes aero Energía Eólica," Mainstream Renewable Power Chile. [Online]. Available: <https://mainstreamrp.cl> [Accessed: February 19, 2024].
- [25] UNE, "UNE-EN IEC 61400-1: referente para el sector eólico español," UNE, [en línea]. Disponible: <https://revista.une.org/24/une-en-iec-61400-1-referente-para-el-sector-eolico-espanol.html> [Accessed: February 19, 2024].
- [26] F. G. Longatt, "Modelos dinámicos de aerogeneradores," PR-2008-01, 2008. [En línea]. Disponible: <https://www.fglongatt.org/OLD/Reportes/PRT2008-01.pdf> [Accessed: February 19, 2024].
- [27] "Global Wind Atlas." [Online]. Available: <https://globalwindatlas.info> [Accessed: February 26, 2024]
- [28] "documentos_11227_e4_atlas_eolico_331a66e4," IDAE. [Online]. Available: <https://idaes.es> [Accessed: February 26, 2024].
- [29] "El Atlas Eólico de España: un paso hacia delante en la transición energética," Luz y Gas. [Online]. Available: <https://luz-gas.es> [Accessed: February 26, 2024].
- [30] "Atlas Eólico," IDAE. [Online]. Available: <https://idaes.es> [Accessed: February 26, 2024].
- [31] "CENER presenta una nueva plataforma web para consultar el recurso eólico de la península ibérica," Asociación Empresarial Eólica. [Online]. Available: <https://aeeolica.org>. [Accessed: February 26, 2024].
- [32] "Calcula la producción eólica y solar con un solo click," Enair. [Online]. Available: <https://enair.es> [Accessed: February 26, 2024]
-

- [33] "Vortex Interface," Vortex. [Online]. Available: <https://vortexfdc.com> [Accessed: February 26, 2024].
- [34] "The wake effect in wind energy: a key influence on wind farm performance," Wind Power Plus. [Online]. Available: <https://windpowerplus.com> [Accessed: February 26, 2024]
- [35] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, "Normativa," [Online]. Available: <https://miteco.gob.es> [Accessed: March 11, 2024].
- [36] "La ejecución de garantías económicas en proyectos fotovoltaicos," Mariscal & Abogados. [Online]. Available: <https://mariscal-abogados.es> [Accessed: March 12, 2024].
- [37] Ecologistas en Acción, "guia-tramitacion-proyectos-renovables.pdf," [Online]. Available: <https://ecologistasenaccion.org> [Accessed: March 12, 2024].
- [38] BOE, "Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico," Boletín Oficial del Estado, [en línea]. Disponible: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2000-24019> [Accessed: March 12, 2024].
- [39] IGNIS, 'Compañía energética | Impulsamos la energía del futuro', IGNIS, 2024. [En línea]. Disponible: <https://ignis.es/>. [Accessed: March 19, 2024].
- [40] GTA Ingeniería, "Tramitación ambiental de proyectos fotovoltaicos de competencia estatal," [Online]. Available: <https://gtaingenieria.es> [Accessed: March 19, 2024].
- [41] El País, "Ribera resuelve todos los permisos del Gobierno a las renovables | Empresas | Cinco Días," [Online]. Available: <https://elpais.com> [Accessed: March 19, 2024].
- [42] Anónimo, 'Análisis del potencial eólico a través de la función de distribución de Weibull y Rosa de los vientos', Repositorio Universidad de La Costa, 2024. [En línea]. Disponible:
<https://repositorio.cuc.edu.co/bitstream/handle/11323/9732/An%C3%A1lisis%20del%20p>
-

otencial%20e%C3%B3lico%20a%20trav%C3%A9s%20de%20la%20funci%C3%B3n%20de%20distribuci%C3%B3n%20de%20Weibull%20y%20Rosa%20de%20los%20vientos.pdf?sequence=11 [Accessed: March 23, 2024].

[43] FasterCapital, “CAPEX vs OPEX cual es la diferencia y como presupuestarlos,” [Online]. Available: <https://fastercapital.com> [Accessed: April 1, 2024].

[44] Business Insider, “CAPEX vs OPEX: qué significan estos términos y en cuál debería,” [Online]. Available: <https://businessinsider.es> [Accessed: April 1, 2024].

[45] Drip Capital, “¿Qué es Opex? | Definición, Importancia y Cómo se Calcula,” [Online]. Available: <https://dripcapital.com> [Accessed: April 1, 2024].

[46] EDP Energía, “Costes Operativos en una Instalación de Autoconsumo | Blog EDP,” [Online]. Available: <https://edpenergia.es> [Accessed: April 2, 2024].

[47] IBM, “¿Qué es un acuerdo de compra de energía (PPA)?,” [Online]. Available: <https://ibm.com> [Accessed: April 5, 2024].

[48] ACCIONA Energía, “¿Qué es un PPA on site?,” [Online]. Available: <https://accionenergia.com> [Accessed: April 5, 2024].

[49] Red Eléctrica de España, “Los contratos bilaterales con entrega física,” [Online]. Available: <https://ree.e> [Accessed: April 5, 2024].

[50] Urbener, “CONTRATOS BILATERALES CON ENTREGA FÍSICA DE ENERGÍA - CBF,” [Online]. Available: <https://urbener.com> [Accessed: April 8, 2024].

[51] Lidera Energía, “¿Conoces todos los tipos de PPA disponibles en el mercado?,” [Online]. Available: <https://lideraenergia.com> [Accessed: April 8, 2024].

- [52] Atlas Energía, “Garantías de origen renovable (GdO): ¿Qué son y para qué sirven?,” [Online]. Available: <https://atlas-energia.com> [Accessed: April 8, 2024].
- [53] “Los Sistemas De Energía Híbridos: Una Combinación De Varias Fuentes De Energía Renovable Para Generar Electricidad,” Miescuelitadigital.com, 2024. [En línea]. Disponible: <https://miescuelitadigital.com/los-sistemas-de-energia-hibridos-una-combinacion-de-varias-fuentes-de-energia-renovable-para-generar-electricidad/> [Accessed: April 10, 2024]
- [54] “Hibridación de energía renovable,” Endesa. [Online]. Available: <https://endesa.com> [Accessed: April 10, 2024]
- [55] “Energías renovables: la hibridación y su financiación,” Cinco Días. [Online]. Available: <https://elpais.com> [Accessed: April 10, 2024]
- [56] “Energía Híbrida,” Iberdrola. [Online]. Available: <https://iberdrola.com> [Accessed: April 10, 2024].
- [57] “Qué es y que ventajas tiene la Hibridación fotovoltaica,” Blog EDP. [Online]. Available: <https://edpenergia.es> [Accessed: April 12, 2024].
- [58] “Hibridación renovable: cuando el viento y el sol se dan la mano,” IMNOVATION. [Online]. Available: <https://imnovation-hub.com> [Accessed: April 12, 2024].
- [59] “Energía Híbrida,” Iberdrola. [Online]. Available: <https://iberdrola.co> [Accessed: April 10, 2024].
- [60] “La hibridación de la termosolar con biomasa puede aumentar en más de un 50% la generación eléctrica,” Energy News. [Online]. Available: <https://energynews.com> [Accessed: April 15, 2024].
-

- [61] "El Nuevo Sistema Híbrido Solar-biomasa Capaz De Cubrir Las Necesidades De Calefacción De Una Casa En Invierno," Ecoinventos. [Online]. Available: <https://ecoinventos.com> [Accessed: April 15, 2024].
- [62] "Hibridación de sistemas," IEP Geotermia. [Online]. Available: <https://geotermiasolar.net> [Accessed: April 15, 2024].
- [63] "Hibridación de energía renovable," Endesa. [Online]. Available: <https://endesa.com> [Accessed: June 3, 2024].
- [64] "Hibridación energética: lo mejor de ambos mundos," BNZ. [Online]. Available: <https://bnz.com> [Accessed: June 3, 2024].
- [65] La Ley, "guiajuridicas.es - Documento," [Online]. Available: <https://laley.es> [Accessed: June 5, 2024].
- [66] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, "Circular 1/2021, de 20 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica," [Online]. Available: <https://boe.es> [Accessed: June 5, 2024].
- [67] CMS Law, "Principales novedades introducidas por el R.D. 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos," [Online]. Available: <https://cms.law> [Accessed: June 6, 2024].
- [68] Energía y Sociedad, "real_decreto_413_2014_orden_iet10452014.pdf," [Online]. Available: <https://energiaysociedad.es> [Accessed: June 6, 2024].
- [69] Asociación de Empresas de Energías Renovables, "Real Decreto – ley 23/2020," [Online]. Available: <https://appa.es> [Accessed: June 6, 2024].
-

- [70] Clifford Chance, “Así será el futuro de las renovables nuevo RDL 23/2020 II.pdf,” [Online]. Available: <https://cliffordchance.com> [Accessed: June 10, 2024].
- [71] CMS Law, “Análisis del Real Decreto 1183/2020 de 29 de diciembre de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica,” [Online]. Available: <https://cms.law> [Accessed: June 11, 2024].
- [72] Osborne Clarke, “La hibridación de las instalaciones renovables de producción de energía en España plantea cuestiones regulatorias,” [Online]. Available: <https://osborneclarke.com> [Accessed: June 11, 2024].
- [73] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, “Tramitación de instalaciones,” [Online]. Available: <https://miteco.gob.es> [Accessed: June 12, 2024].
- [74] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, “Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030,” [Online]. Available: <https://miteco.gob.es> [Accessed: June 17, 2024].
- [75] "NPV o VAN: qué es y cómo se calcula," EmpresaActual. [Online]. Available: <https://empresaactual.com> [Accessed: June 17, 2024].
- [76] “Anónimo, ‘El LCOE | Transición Energética’, Renovables Blog, 2024. [En línea]. Disponible: <https://renovables.blog/blog/lcoe-significado-y-calculo-guia-completa-y-ejemplos/> [Accessed: June 17, 2024].
- [77] Economipedia, “Flujo de caja de inversión (FCI) - Qué es, usos y un ejemplo,” [Online]. Available: <https://economipedia.com> [Accessed: June 18, 2024].
- [78] Anónimo, ‘Análisis de la TIR: cómo interpretar y comparar la tasa interna de rendimiento de diferentes proyectos e inversiones’, FasterCapital, 2024. [En línea]. Disponible: <https://fastercapital.com/es/contenido/Analisis-de-la-TIR-como-interpretar-y->
-

[comparar-la-tasa-interna-de-rendimiento-de-diferentes-proyectos-e-inversiones.html](#)

[Accessed: June 18, 2024].

[79] Quipu, “WACC: qué es, para qué sirve y cómo calcularlo (2024),” [Online].

Available: <https://getquipu.com> [Accessed: June 18, 2024].

[80] Finance Strategists, “What Is Leverage? | Definition, Formula, Analysis and Examples,” [Online]. Available: <https://financestrategists.com> [Accessed: June 24, 2024].

[81] Finance Strategists, “Interest Rate | Definition, Calculation, & Factors That Affect It,” [Online]. Available: <https://financestrategists.com> [Accessed: June 24, 2024].

[82] Placas Solares, “Horas Equivalentes De Funcionamiento De Los Paneles Solares: Entendiendo El Concepto,” [Online]. Available: <https://solarplacas.es> [Accessed: Jul 1, 2024].

[83] Soletec, “Descubre las horas solares en España: datos y curiosidades,” [Online]. Available: <https://soletec.es> [Accessed: Jul 1, 2024].

[84] Tarifas Gas Luz, “Horas de sol en España | ¿Cuánta luz fotovoltaica hay?,” [Online]. Available: <https://tarifasgasluz.com> [Accessed: Jul. 1, 2024].

[85] Climas y Viajes, “Clima y tiempo en Valladolid: temperatura, lluvia, cuándo ir,” [Online]. Available: <https://climasyviajes.com> [Accessed: Jul. 1, 2024].

ANEXO I: INFORME DE PRODUCCIÓN Y PÉRDIDAS

EN PVSyst

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: IGNIS_FV [REDACTED]

Variante: IGNIS_FV [REDACTED]

Conjunto único de rastreadores, con retroceso

Potencia del sistema: 25.66 MWp

Castromonte - España

Autor(a)

Ingeniería y Proyectos Innovadores (Spain)



PVsyst V7.1.8

Proyecto: IGNIS_FV [REDACTED]

Variante: IGNIS_FV [REDACTED]

Ingeniería y Proyectos Innovadores (Spain)

Resumen del proyecto

Sitio geográfico

Castromonte
España

Situación

Latitud 41.78 °N
Longitud -5.02 °W
Altitud 840 m
Zona horaria UTC+1

Configuración del proyecto

Albedo 0.20

Datos meteo

Castromonte
Meteonorm 7.3 (1995-2007), Sat=53% - Sintético

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red

Orientación campo FV

Plano de rastreo, eje horizontal N-S
Azimut del eje 0 °

Conjunto único de rastreadores, con retroceso

Sombreados cercanos

Sombreados lineales

Necesidades del usuario

Carga ilimitada (red)

Información del sistema

Conjunto FV

Núm. de módulos 42768 unidades
Pnom total 25.66 MWp

Inversores

Núm. de unidades 9 unidades
Pnom total 22.50 MWca
Límite de potencia de red 20.15 MWca
Proporción de red lim. Pnom 1.273

Resumen de resultados

Energía producida	49428 MWh/año	Producción específica	1926 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR	85.36 %
Energía aparente	51605 MVAh				

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del conjunto FV, Pérdidas del sistema.	3
Resultados principales	5
Diagrama de pérdida	6
Gráficos especiales	7



PVsyst V7.1.8

Proyecto: IGNIS_FV [REDACTED]

Variante: IGNIS_FV [REDACTED]

Ingeniería y Proyectos Innovadores (Spain)

Parámetros generales

Sistema conectado a la red

Orientación campo FV

Orientación

Plano de rastreo, eje horizontal N-S

Azimut del eje 0 °

Conjunto único de rastreadores, con retroceso

Estrategia de retroceso

Núm. de rastreadores 80 unidades

Conjunto único

Tamaños

Espaciado de rastreador 13.0 m

Ancho de colector 4.36 m

Proporc. cob. suelo (GCR) 33.5 %

Phi min / max +/- 55.0 °

Ángulo límite del retroceso

Límites de phi +/- 70.3 °

Modelos usados

Transposición Perez

Difuso Perez, Meteonorm

Circunsolar separado

Horizonte

Horizonte libre

Sombreados cercanos

Sombreados lineales

Necesidades del usuario

Carga ilimitada (red)

Sistema bifacial

Modelo

Cálculo 2D

rastreadores ilimitados

Geometría del modelo bifacial

Espaciado de rastreador 13.00 m

Ancho de rastreador 4.36 m

Ángulo límite del retroceso 70.3 °

GCR 33.5 %

Altura del eje sobre el suelo 2.30 m

Definiciones del modelo bifacial

Promedio de albedo de tierra 0.17

Factor de bifacialidad 70 %

Fact. sombreado trasero 1.0 %

Fact. desajuste trasero 5.0 %

Transparencia del módulo 0.0 %

Valores mensuales de albedo de tierra

Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	Mayo	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Año
0.14	0.15	0.15	0.17	0.20	0.20	0.20	0.19	0.18	0.15	0.14	0.13	0.17

Punto de inyección de red

Limitación de potencia de red

Potencia activa 20.15 MWca

Proporción Pnom 1.273

Factor de potencia

Cos(phi) (principal) 0.958

Características del conjunto FV

Módulo FV

Fabricante

Risen Energy Co., Ltd

Modelo

RSM120-8-600BMDG

(Definición de parámetros personalizados)

Unidad Nom. Potencia 600 Wp

Número de módulos FV 42768 unidades

Nominal (STC) 25.66 MWp

Módulos 1296 Cadenas x 33 En series

En cond. de funcionam. (50°C)

Pmpp 23.50 MWp

U mpp 1040 V

I mpp 22606 A

Potencia FV total

Nominal (STC) 25661 kWp

Total 42768 módulos

Área del módulo 121038 m²

Área celular 113421 m²

Inversor

Fabricante

SMA

Modelo

Sunny Central 2500-EV

(Base de datos PVsyst original)

Unidad Nom. Potencia 2500 kVA

Número de inversores 9 unidades

Potencia total 22500 kVA

Voltaje de funcionamiento 850-1425 V

Proporción Pnom (CC:CA) 1.14

Potencia total del inversor

Potencia total 22500 kVA

Núm. de inversores 9 unidades

Proporción Pnom 1.14



PVsyst V7.1.8

Proyecto: IGNIS_FV [REDACTED]

Variante: IGNIS_FV [REDACTED]

Ingeniería y Proyectos Innovadores (Spain)

Pérdidas del conjunto**Pérdidas de suciedad del conjunto**

Fracción de pérdida 2.0 %

Factor de pérdida térmica

Temperatura módulo según irradiancia

Uc (const) 29.0 W/m²K

Uv (viento) 0.0 W/m²K/m/s

Pérdidas de cableado CC

Res. conjunto global 0.75 mΩ

Fracción de pérdida 1.5 % en STC

LID - Degradación Inducida por Luz

Fracción de pérdida 0.5 %

Pérdida de calidad módulo

Fracción de pérdida 0.0 %

Pérdidas de desajuste de módulo

Fracción de pérdida 1.0 % en MPP

Pérdidas de desajuste de cadenas

Fracción de pérdida 0.1 %

Factor de pérdida IAM

Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario

0°	20°	40°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	1.000	0.982	0.958	0.931	0.852	0.000

Pérdidas del sistema.**Indisponibilidad del sistema**Frac. de tiempo 2.0 %
7.3 días,
3 periodos**Pérdidas auxiliares****Pérdidas de cableado CA****Línea de salida del inv. hasta transfo MV**

Voltaje inversor 550 Vca tri

Fracción de pérdida 0.5 % en STC

Inversor: Sunny Central 2500-EV

Sección cables (9 Inv.) Cobre 9 x 3 x 2000 mm²

Longitud media de los cables 53 m

Línea MV hasta inyección

Voltaje MV 30 kV

Promedio de cada inversor

Cables Cobre 3 x 700 mm²

Longitud 91900 m

Fracción de pérdida 1.5 % en STC

Pérdidas de CA en transformadores**Transfo MV**

Voltaje de Red 30 kV

Pérdidas operativas en STC

Potencia nominal en STC (PNomac) 25100 kVA

Pérdida de hierro (Conexión 24/24) 5.02 kW/Inv.

Fracción de pérdida 0.1 % en STC

Resistencia equivalente de bobinas 3 x 0.60 mΩ/inv.

Fracción de pérdida 1.0 % en STC



PVsyst V7.1.8

Proyecto: IGNIS_FV [REDACTED]

Variante: IGNIS_FV [REDACTED]

Ingeniería y Proyectos Innovadores (Spain)

Resultados principales

Producción del sistema

Energía producida 49428 MWh/año

Energía aparente 51605 MVAh

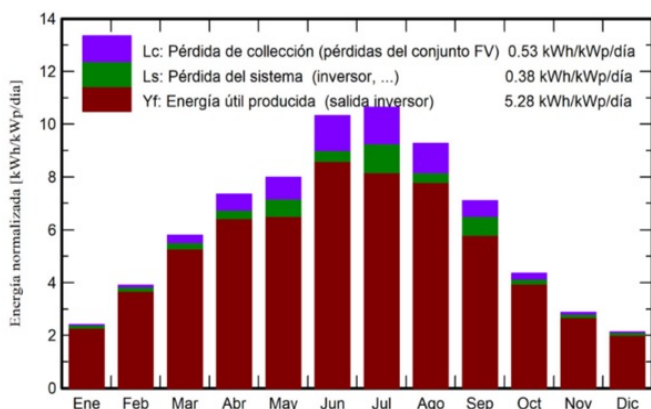
Producción específica

1926 kWh/kWp/año

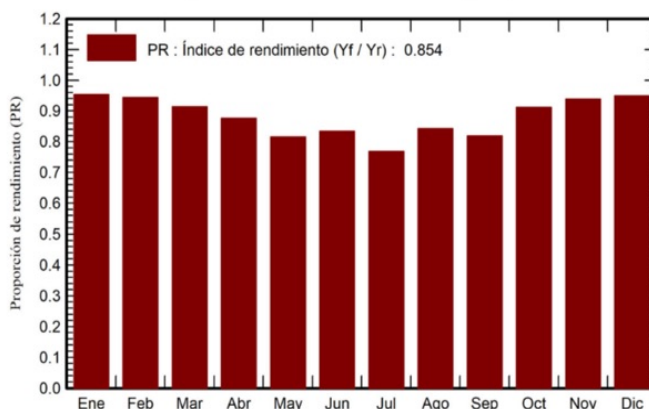
Proporción de rendimiento (PR)

85.36 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR proporción
Enero	53.7	25.39	3.61	74.5	71.4	1909	1822	0.954
Febrero	79.4	33.17	5.69	109.3	105.3	2767	2647	0.944
Marzo	130.2	47.51	9.07	179.5	173.1	4404	4208	0.913
Abril	162.4	56.48	10.57	220.3	212.8	5196	4953	0.876
Mayo	186.8	75.85	15.24	247.5	239.1	5708	5179	0.815
Junio	226.7	65.73	20.80	309.5	299.9	6940	6619	0.833
Julio	239.3	61.82	22.76	329.4	319.5	7379	6495	0.768
Agosto	206.5	57.02	22.45	287.1	278.0	6502	6204	0.842
Septiembre	152.2	49.09	18.31	212.7	205.7	5014	4469	0.819
Octubre	99.9	41.81	13.33	134.9	129.8	3300	3156	0.912
Noviembre	61.4	26.34	7.16	86.0	82.7	2169	2071	0.938
Diciembre	47.8	21.90	4.13	65.9	63.2	1684	1605	0.949
Año	1646.1	562.09	12.80	2256.6	2180.4	52971	49428	0.854

Leyendas

GlobHor Irradiación horizontal global

DiffHor Irradiación difusa horizontal

T_Amb Temperatura ambiente

GlobInc Global incidente plano receptor

GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados

EArray Energía efectiva a la salida del conjunto

E_Grid Energía inyectada en la red

PR Proporción de rendimiento



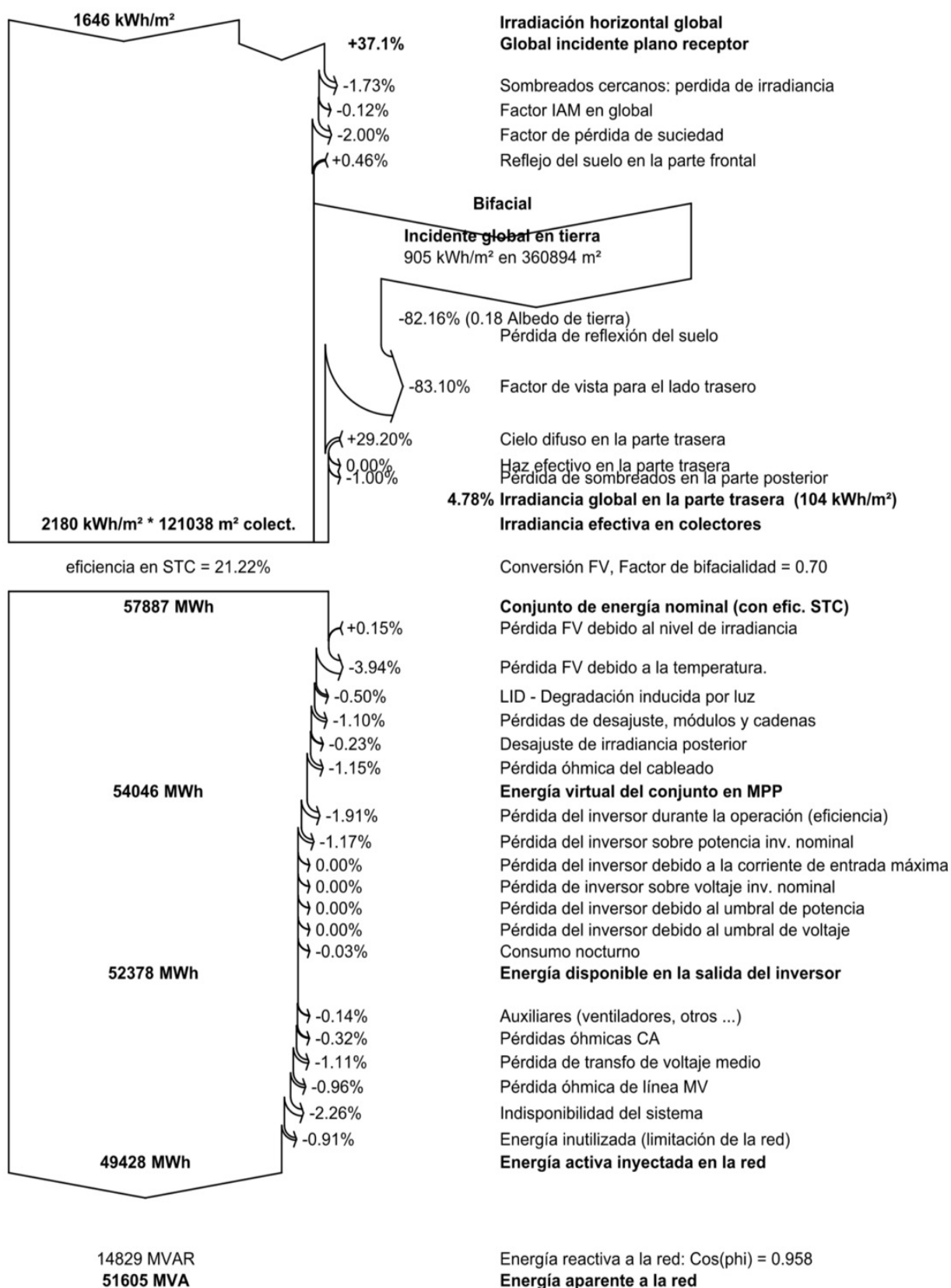
PVsyst V7.1.8

Proyecto: IGNIS_FV [REDACTED]

Variante: IGNIS_FV [REDACTED]

Ingeniería y Proyectos Innovadores (Spain)

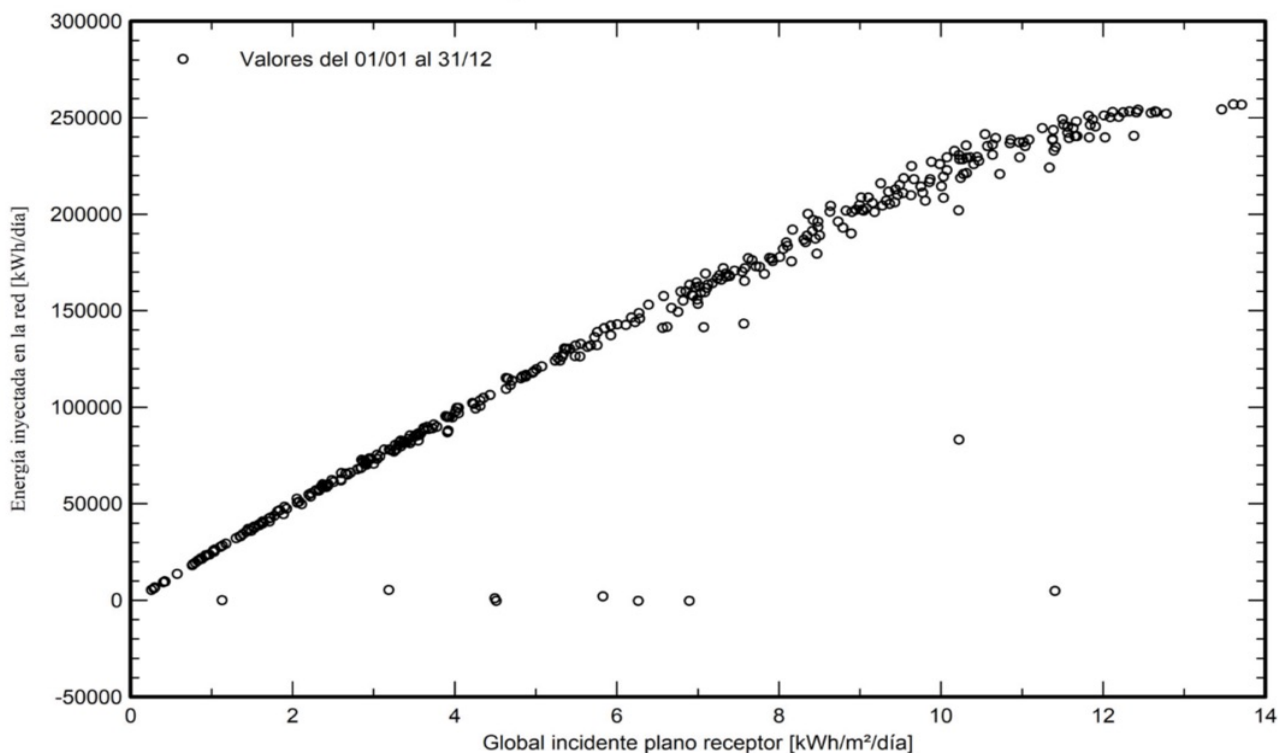
Diagrama de pérdida



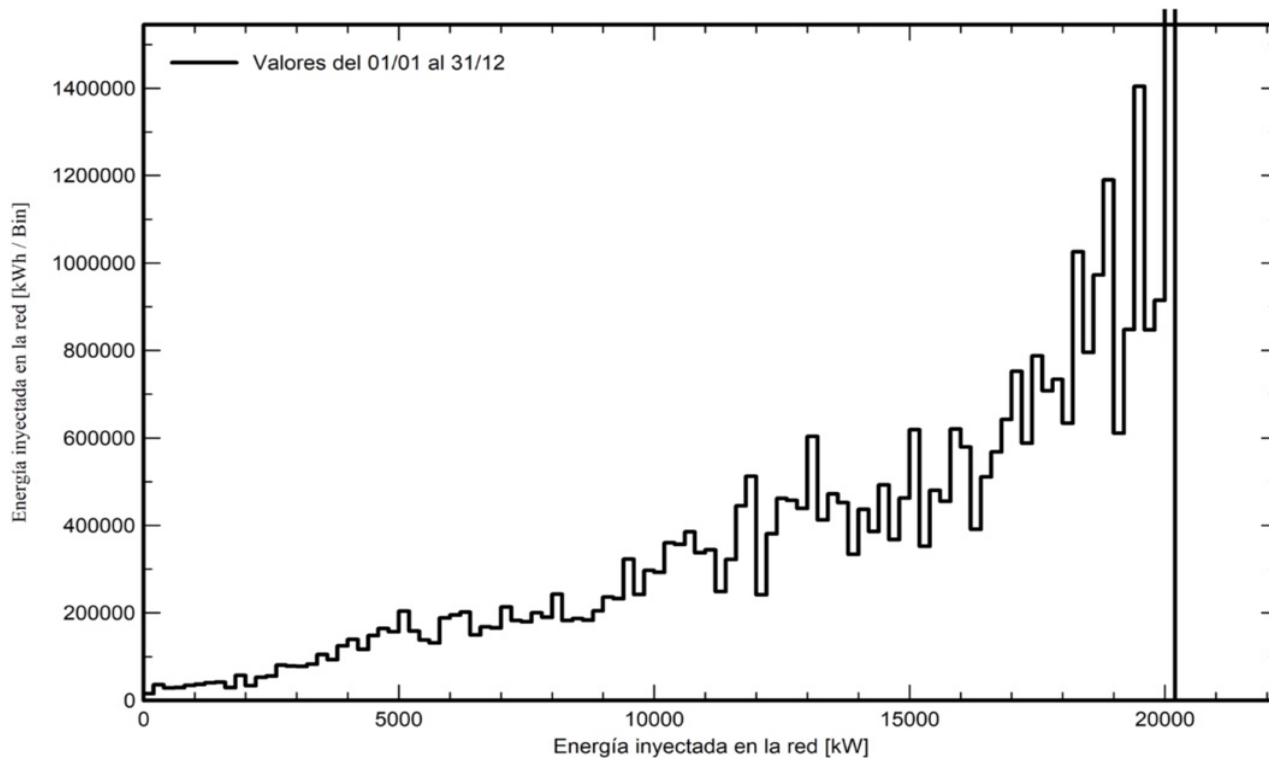


Gráficos especiales

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema



ANEXO II: INFORME DE SIMULACIONES (WINDPRO)

CURVAS HORARIAS DE PRODUCCIÓN

HIBRIDO 14_ESC.01_1xSG6.6-170_115m_EMD_Curva Horaria_2022														
For reference WTC: [1] Siemens Gamesa SG 6.6-170 6600 170 0 10! buje: 115.0 m (TOT: 200.0 m) (82)														
Date-time	Power	Time	Free wind sp	Reduced win	Wind directi	Temperature	Pressure	Air density	Wake Turbul	WDC	Turbulence	Shear	Veer	All corrector
[h]	[kW]	[h]	[m/s]	[m/s]	[°]	[°C]	[hPa]	[kg/m3]	[°]	[°]	[°]	[°]	[°]	[°]
1001.4	10.000	5.86	5.62	188.0	10.9	904	1.109	0.1326	0.000	0.89	0.89	0.89	0.89	0.89
1353.5	10.000	6.19	6.17	200.6	10.9	904	1.109	0.1326	0.000	0.89	0.89	0.89	0.89	0.89
1417.8	10.000	6.26	6.26	206.5	10.9	904	1.109	0.1326	0.000	0.89	0.89	0.89	0.89	0.89
1027.5	10.000	5.68	5.67	201.1	10.9	904	1.109	0.1326	0.000	0.89	0.89	0.89	0.89	0.89
689.5	10.000	5.23	5.02	197.9	10.9	904	1.109	0.1326	0.000	0.89	0.89	0.89	0.89	0.89
595.4	10.000	5.13	4.82	194.8	10.9	904	1.109	0.1326	0.000	0.89	0.89	0.89	0.89	0.89
849.6	10.000	5.55	5.34	197.7	10.9	904	1.109	0.1326	0.000	0.89	0.89	0.89	0.89	0.89
806.0	10.000	5.59	5.27	194.2	10.9	904	1.109	0.1326	0.000	0.89	0.89	0.89	0.89	0.89
916.9	10.000	5.80	5.47	177.6	10.9	904	1.109	0.1326	0.000	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
1670.0	10.000	6.94	6.59	168.3	10.9	904	1.109	0.1326	0.000	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
1592.2	10.000	6.77	6.49	167.5	10.9	904	1.109	0.1326	0.000	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
1336.5	10.000	6.77	6.15	163.1	10.9	904	1.109	0.1326	0.000	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
1638.5	10.000	7.14	6.55	164.0	10.9	904	1.109	0.1326	0.000	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
1097.8	10.000	6.30	5.78	164.3	10.9	904	1.109	0.1326	0.000	0.89	0.89	0.89	0.89	0.89
646.4	10.000	5.21	4.93	169.4	10.9	904	1.109	0.1326	0.000	0.89	0.89	0.89	0.89	0.89
389.4	10.000	4.68	4.30	173.1	10.9	904	1.109	0.1326	0.000	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87
50.8	10.000	3.15	2.88	172.1	10.9	904	1.109	0.1326	0.000	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75
0.0	10.000	2.32	2.21	168.5	10.9	904	1.109	0.1326	0.000	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
109.0	10.000	3.37	3.22	166.9	10.9	904	1.109	0.1326	0.000	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85
662.1	10.000	5.25	4.96	177.9	10.9	904	1.109	0.1326	0.000	0.89	0.89	0.89	0.89	0.89
1188.5	10.000	6.23	5.92	192.7	10.9	904	1.109	0.1326	0.000	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
1689.9	10.000	6.94	6.62	196.9	10.9	904	1.109	0.1326	0.000	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
2359.6	10.000	7.38	7.37	201.1	10.9	904	1.109	0.1326	0.000	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
4301.2	10.000	9.10	9.09	201.5	10.9	904	1.109	0.1326	0.000	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91
5769.8	10.000	10.63	10.62	202.9	10.9	904	1.109	0.1326	0.000	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95

POT INST	6.6						0.01807	-0.02	
	2089.2		6.87				6.75	21322	18495
Date-time	Power [kW]	Time [h]	VS [m/s]	Dir [°]	Temp [°C]	Pres [mbar]	Air Density [kg/m3]	VS CORRI	GROSS AEP CORRECTED NET AEP [Kwh]
01/01/2022 0:00	1001.4	1	5.86	188	10.9	904	1.109	5.76	1023.6 1023.6 889.42
01/01/2022 1:00	1353.5	1	6.19	200.6	10.9	904	1.109	6.09	1363.6 1363.6 1202.15
01/01/2022 2:00	1417.8	1	6.26	206.5	10.9	904	1.109	6.15	1449.3 1449.3 1259.26
01/01/2022 3:00	1027.5	1	5.68	201.1	10.9	904	1.109	5.98	1050.3 1050.3 912.60
01/01/2022 4:00	689.5	1	5.23	197.9	10.9	904	1.109	5.14	704.8 704.8 612.40
01/01/2022 5:00	595.4	1	5.13	194.8	10.9	904	1.109	5.04	608.6 608.6 528.82
01/01/2022 6:00	849.6	1	5.55	197.7	10.9	904	1.109	5.46	868.5 868.5 754.59
01/01/2022 7:00	808	1	5.59	194.2	10.9	904	1.109	5.50	825.9 825.9 717.65
01/01/2022 8:00	916.9	1	5.8	177.6	10.9	904	1.109	5.70	937.3 937.3 814.37
01/01/2022 9:00	1670	1	6.94	168.3	10.9	904	1.109	6.82	1707.1 1707.1 1483.25
01/01/2022 10:00	1592.2	1	6.77	167.6	10.9	904	1.109	6.66	1627.6 1627.6 1414.15
01/01/2022 11:00	1336.5	1	6.77	163.1	10.9	904	1.109	6.66	1366.2 1366.2 1187.05
01/01/2022 12:00	1638.5	1	7.14	164	10.9	904	1.109	7.02	1674.9 1674.9 1455.28
01/01/2022 13:00	1097.8	1	6.3	164.3	10.9	904	1.109	6.19	1122.2 1122.2 975.04
01/01/2022 14:00	646.4	1	5.21	169.4	10.9	904	1.109	5.12	660.8 660.8 574.12
01/01/2022 15:00	389.4	1	4.68	173.1	10.9	904	1.109	4.60	398.0 398.0 345.86
01/01/2022 16:00	50.8	1	3.15	172.1	10.9	904	1.109	3.10	51.9 51.9 45.12
01/01/2022 17:00	0	1	2.32	168.5	10.9	904	1.109	2.28	0.0 0.0 0.00
01/01/2022 18:00	109	1	3.37	166.9	10.9	904	1.109	3.31	111.4 111.4 96.81
01/01/2022 19:00	662.1	1	5.25	177.9	10.9	904	1.109	5.16	676.8 676.8 588.06
01/01/2022 20:00	1188.5	1	6.23	192.7	10.9	904	1.109	6.13	1214.9 1214.9 1055.60
01/01/2022 21:00	1689.9	1	6.94	196.9	10.9	904	1.109	6.82	1727.4 1727.4 1500.93
01/01/2022 22:00	2359.6	1	7.38	201.1	10.9	904	1.109	7.26	2412.0 2412.0 2095.74
01/01/2022 23:00	4301.2	1	9.1	201.5	10.9	904	1.109	8.95	4396.7 4396.7 3820.22
02/01/2022 0:00	5769.8	1	10.63	202.9	10.9	904	1.109	10.45	5897.9 5897.9 5124.60
02/01/2022 1:00	5872.6	1	10.78	204	10.9	904	1.109	10.60	6003.0 6003.0 5216.90
02/01/2022 2:00	5591.3	1	10.38	202.2	10.9	904	1.109	10.21	5715.4 5715.4 4966.06
02/01/2022 3:00	4980.3	1	9.71	202	10.9	904	1.109	9.55	5090.9 5090.9 4423.38
02/01/2022 4:00	4477.5	1	9.24	204.5	10.9	904	1.109	9.08	4576.9 4576.9 3976.81
02/01/2022 5:00	3686.1	1	8.57	206.3	10.9	904	1.109	8.43	3767.9 3767.9 3273.91
02/01/2022 6:00	2832.1	1	7.83	205.3	10.9	904	1.109	7.70	2895.0 2895.0 2516.40
02/01/2022 7:00	3809.5	1	8.67	216.9	10.9	904	1.109	8.52	3894.1 3894.1 3383.51
02/01/2022 8:00	4453.3	1	9.22	231.3	10.9	904	1.109	9.07	4562.2 4562.2 3955.31
02/01/2022 9:00	2799.6	1	7.76	240.1	10.9	904	1.109	7.63	2820.9 2820.9 2451.01
02/01/2022 10:00	3479.7	1	8.39	247.5	10.9	904	1.109	8.25	3557.0 3557.0 3090.69
02/01/2022 11:00	2957	1	7.94	233.1	10.9	904	1.109	7.81	3022.7 3022.7 2626.34
02/01/2022 12:00	1295.9	1	6.09	233.1	10.9	904	1.109	5.99	1324.7 1324.7 1150.99
02/01/2022 13:00	768.7	1	5.19	234.4	10.9	904	1.109	5.10	785.8 785.8 682.74
02/01/2022 14:00	224.5	1	3.78	252.6	10.9	904	1.109	3.72	229.5 229.5 199.40
02/01/2022 15:00	106.1	1	3.2	254.4	10.9	904	1.109	3.15	108.5 108.5 94.24
02/01/2022 16:00	135.1	1	3.37	252.8	10.9	904	1.109	3.31	138.1 138.1 119.99
02/01/2022 17:00	91.2	1	3.12	259.1	10.9	904	1.109	3.07	93.2 93.2 81.00
02/01/2022 18:00	252.9	1	3.88	283.9	10.9	904	1.109	3.81	258.5 258.5 224.62
02/01/2022 19:00	918.9	1	5.47	274.8	10.9	904	1.109	5.38	939.3 939.3 816.14
02/01/2022 20:00	1482.9	1	6.35	264.4	10.9	904	1.109	6.24	1515.8 1515.8 1317.08
02/01/2022 21:00	1786.8	1	6.74	259.9	10.9	904	1.109	6.63	1826.5 1826.5 1586.99

< >

1AERO_TODO1AERO_CORREG1AERO_RESULTADOANUAL2A

Date	Net AEP [kW]	Net AEP [MWh]
01/01/2022 0:00	889	1
01/01/2022 1:00	1202	1
01/01/2022 2:00	1259	1
01/01/2022 3:00	913	1
01/01/2022 4:00	612	1
01/01/2022 5:00	529	1
01/01/2022 6:00	755	1
01/01/2022 7:00	718	1
01/01/2022 8:00	814	1
01/01/2022 9:00	1483	1
01/01/2022 10:00	1414	1
01/01/2022 11:00	1187	1
01/01/2022 12:00	1455	1
01/01/2022 13:00	975	1
01/01/2022 14:00	574	1
01/01/2022 15:00	346	0
01/01/2022 16:00	45	0
01/01/2022 17:00	0	0
01/01/2022 18:00	97	0
01/01/2022 19:00	588	1
01/01/2022 20:00	1056	1
01/01/2022 21:00	1501	2
01/01/2022 22:00	2096	2
01/01/2022 23:00	3820	4
02/01/2022 0:00	5125	5
02/01/2022 1:00	5216	5
02/01/2022 2:00	4966	5
02/01/2022 3:00	4423	4

Proyecto:

Usuario con licencia:

Ignis Desarrollo S.L.
C/ Cardenal Marcelo Spinola, 8, 1º Izq
ES-28016 Madrid
+34910059775
Luis Lozano / luis.lozano@ignis.es
Calculado:
20/03/2024 0:49/3.6.366

PARK - Resultado principal

Cálculo: PARK CON TODOS PARQUES VECINOS

Configuración

AEP escalado a un año completo en función del número de muestras
Factor de escala de 25,2 años a 1 año: 0,040

Cálculo realizado en UTM (north)-WGS84 Zona: 30

En el centro del emplazamiento, la diferencia entre el norte del grid y el norte verdadero es: -1,4°

Estela

Modelo de Estela: Eddy Viscosity Model (J.F. Ainslie) : 1988
Ajuste-EV: Ainslie con DAC offshore clase 0 (0.0002-0.02) <predeterminado
Turbulencia a altura de medición: 50,00 m
Nivel de turbulencia ambiental: 13,1 - 13,5 % (Depende de la altura del buje)
Tamaño axial de la cuadrícula [RDs]: 100,0
Incremento axial de la cuadrícula [RDs]: 0,25
Constante Von Karman: 0,4000
Constante de escala de longitud, K1: 0,0150
peso DAC: 1,000
Rugosidad de fondo DAC: 0,00020
Rugosidad añadida por DAC: 0,02000
DAC inicio de la distancia de recuperación [RDs]: 60,0
DAC fin de distancia de recuperación [RDs]: 0

WTG referencia: Siemens Gamesa SG 6.6-170 6600 170.0 !0! hub: 115,0 m (TOT: 200,0 m) (1)

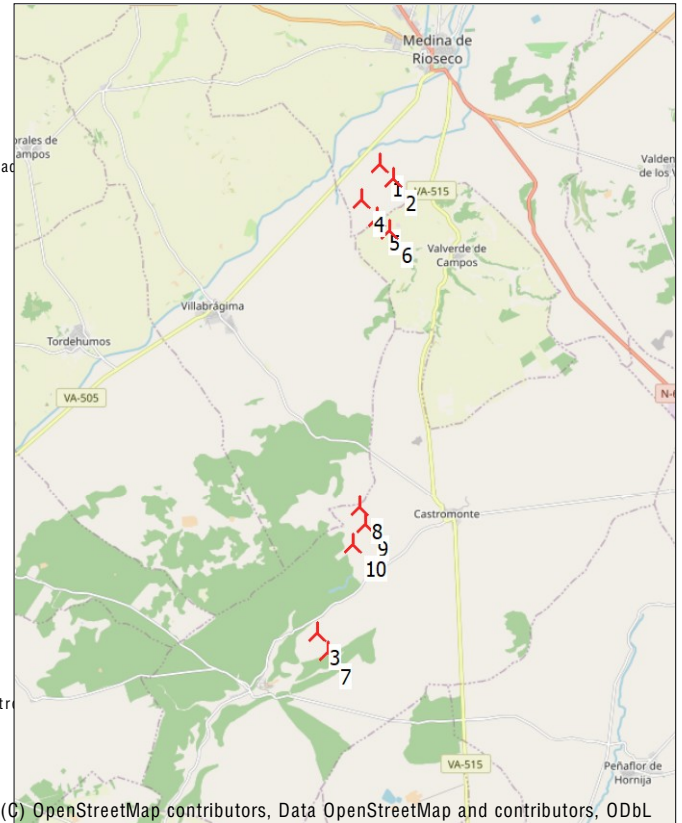
Escalador/datos de viento

Nombre: EMD Default Meso Scaler
Escalado de terreno: Meso-scale Data Downscaling
Modelo de flujo de micro terreno: WAsP IBZ de los datos del sitio
Periodo usado: 01/01/1999 1:00:00 - 01/03/2024
Obj.(s) Meteo: EMD-WRF Europe+ (ERA5)_N41,778408_W005,058197 (2)
EMD-WRF Europe+ (ERA5)_N41,744526_W005,081512 (3)
EMD-WRF Europe+ (ERA5)_N41,863598_W005,056976 (4)
EMD-WRF Europe+ (ERA5)_N41,837948_W005,045898 (5)
Interpolación horizontal: Tomar más cercano
Alt. de desplazamiento: Omnidireccional desde objetos
Versión WAsP: WAsP 12 Version 12.08.0032

Corrección de curva de potencia (Todos los nuevos AGs)

Corrección de curva de potencia (métod. IEC ajustado, mejorado para coincidir con el contr

	Min	Máx	Med.	Corr.	Neg. corr.	Pos. corr.
	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
Densidad del Aire						
Desde los ajustes de densidad del aire [°C]	10,9	11,6	11,2			
Ajustes de densidad del aire [hPa]	904,4	916,0	910,1			
Dens. del aire resultante [kg/m³]	1,109	1,121	1,115			
Relativa a 15°C al nivel del mar [%]	90,5	91,5	91,0	-6,3	-6,3	0,0



Escala 1:200.000

Nuevo AG

Energía anual calculada para el Parque Eólico

Combinación AG	Resultado PARK	Resultado-10,0%	BRUTO (sin pérdidas) AGs	Pérdidas por Estela	Resultados específicos)			Velocidad del viento	
					Factor Capacidad	AG Medio resultado	Plena carga horas	libre	reducida por estela
	[MWh/año]	[MWh/año]	[MWh/año]	[%]	[%]	[MWh/año]	[Horas/año]	[m/s]	[m/s]
Parque eólico	191.895,6	172.706,0	207.649,6	7,6	29,9	17.270,6	2.617	6,6	6,3

o) Basado en Resultado-10,0%

Energía Anual Calculada para cada uno de los 10 nuevos AGs del parque con 66,0 MW de potencia nominal total

Tipo de AG	Válido	Fabricante	Modelo de AG	Potencia, nominal	Diámetro de rotor [m]	Altura buje [m]	Curva de Potencia		Energía Anual		Pérdidas por Estela [%]	Velocidad del viento	
							Creador	Nombre	Resultado	Resultado-10,0%		libre	reducido
				[kW]					[MWh/año]	[MWh/año]		[m/s]	[m/s]
1	Sí	Siemens Gamesa	SG 6.6-170-6.600	6.600	170,0	115,0	EMD	(AM 0, 6,6MW) - 1.225 kg/m3	18.964,5	17.068	3,5	6,41	6,27
2	Sí	Siemens Gamesa	SG 6.6-170-6.600	6.600	170,0	115,0	EMD	(AM 0, 6,6MW) - 1.225 kg/m3	17.718,0	15.946	9,5	6,40	6,07
3	Sí	Siemens Gamesa	SG 6.6-170-6.600	6.600	170,0	115,0	EMD	(AM 0, 6,6MW) - 1.225 kg/m3	20.218,0	18.196	5,9	6,77	6,53
4	Sí	Siemens Gamesa	SG 6.6-170-6.600	6.600	170,0	115,0	EMD	(AM 0, 6,6MW) - 1.225 kg/m3	17.309,1	15.578	11,6	6,40	6,03
5	Sí	Siemens Gamesa	SG 6.6-170-6.600	6.600	170,0	115,0	EMD	(AM 0, 6,6MW) - 1.225 kg/m3	19.989,6	17.991	4,3	6,63	6,46
6	Sí	Siemens Gamesa	SG 6.6-170-6.600	6.600	170,0	115,0	EMD	(AM 0, 6,6MW) - 1.225 kg/m3	19.848,8	17.864	4,7	6,62	6,43
7	Sí	Siemens Gamesa	SG 6.6-170-6.600	6.600	170,0	115,0	EMD	(AM 0, 6,6MW) - 1.225 kg/m3	20.076,1	18.068	7,5	6,81	6,51
8	Sí	Siemens Gamesa	SG 6.6-170-6.600	6.600	170,0	115,0	EMD	(AM 0, 6,6MW) - 1.225 kg/m3	19.450,9	17.506	9,0	6,75	6,40
9	Sí	Siemens Gamesa	SG 6.6-170-6.600	6.600	170,0	115,0	EMD	(AM 0, 6,6MW) - 1.225 kg/m3	18.900,2	17.010	11,8	6,76	6,30
10	Sí	Siemens Gamesa	SG 6.6-170-6.600	6.600	170,0	115,0	EMD	(AM 0, 6,6MW) - 1.225 kg/m3	19.420,5	17.478	7,9	6,69	6,38

*) En las pérdidas por estela se incluye la influencia de 247 AG(s) próximos, que tiene el estatus de "AG de referencia", consulte el informe por separado para identificarlas.

Proyecto:

Usuario con licencia:

Ignis Desarrollo S.L.
C/ Cardenal Marcelo Spinola, 8, 1º Izq
ES-28016 Madrid
+34910059775
Luis Lozano / luis.lozano@ignis.es
Calculado:
20/03/2024 0:49/3.6.366

PARK - Resultado principal

Cálculo: PARK CON TODOS PARQUES VECINOS

Distribución AGs

		UTM (north)-WGS84 Zona: 30			Datos brutos/Descripción	Período de cálculo	
		hacia Este	hacia Norte	Z		Empezar	Final
				[m]			
1	Nuevo	328.839	4.635.901	735,2	Siemens Gamesa SG 6.6-170 6600 170.0 !O! hub: 115,0 m (TOT: 200,0 m) (1)	01/01/1999	01/03/2024
2	Nuevo	329.195	4.635.489	739,8	Siemens Gamesa SG 6.6-170 6600 170.0 !O! hub: 115,0 m (TOT: 200,0 m) (2)	01/01/1999	01/03/2024
3	Nuevo	326.882	4.623.560	833,9	Siemens Gamesa SG 6.6-170 6600 170.0 !O! hub: 115,0 m (TOT: 200,0 m) (3)	01/01/1999	01/03/2024
4	Nuevo	328.350	4.634.967	734,3	Siemens Gamesa SG 6.6-170 6600 170.0 !O! hub: 115,0 m (TOT: 200,0 m) (4)	01/01/1999	01/03/2024
5	Nuevo	328.745	4.634.497	738,1	Siemens Gamesa SG 6.6-170 6600 170.0 !O! hub: 115,0 m (TOT: 200,0 m) (5)	01/01/1999	01/03/2024
6	Nuevo	329.048	4.634.146	743,4	Siemens Gamesa SG 6.6-170 6600 170.0 !O! hub: 115,0 m (TOT: 200,0 m) (6)	01/01/1999	01/03/2024
7	Nuevo	327.166	4.623.043	840,0	Siemens Gamesa SG 6.6-170 6600 170.0 !O! hub: 115,0 m (TOT: 200,0 m) (7)	01/01/1999	01/03/2024
8	Nuevo	328.115	4.626.841	840,0	Siemens Gamesa SG 6.6-170 6600 170.0 !O! hub: 115,0 m (TOT: 200,0 m) (8)	01/01/1999	01/03/2024
9	Nuevo	328.234	4.626.385	840,0	Siemens Gamesa SG 6.6-170 6600 170.0 !O! hub: 115,0 m (TOT: 200,0 m) (9)	01/01/1999	01/03/2024
10	Nuevo	327.885	4.625.862	833,2	Siemens Gamesa SG 6.6-170 6600 170.0 !O! hub: 115,0 m (TOT: 200,0 m) (10)	01/01/1999	01/03/2024

Proyecto:

Usuario con licencia:

Ignis Desarrollo S.L.
C/ Cardenal Marcelo Spinola, 8, 1º Izq
ES-28016 Madrid
+34910059775
Luis Lozano / luis.lozano@ignis.es
Calculado:
20/03/2024 0:49/3.6.366

PARK - AGs de referencia

Cálculo: PARK CON TODOS PARQUES VECINOS

Configuración

AEP escalado a un año completo en función del número de muestras
Factor de escala de 25,2 años a 1 año: 0,040

Cálculo realizado en UTM (north)-WGS84 Zona: 30

En el centro del emplazamiento, la diferencia entre el norte del grid y el norte verdadero es: -1,4°

Estela

Modelo de Estela: Eddy Viscosity Model (J.F. Ainslie) : 1988
Ajuste-EV: Ainslie con DAC offshore clase 0 (0.0002-0.02) <predeterminado
Turbulencia a altura de medición: 50,00 m
Nivel de turbulencia ambiental: 13,1 - 13,5 % (Depende de la altura del buje)
Tamaño axial de la cuadrícula [RDs]: 100,0
Incremento axial de la cuadrícula [RDs]: 0,25
Constante Von Karman: 0,4000
Constante de escala de longitud, K1: 0,0150
peso DAC: 1,000
Rugosidad de fondo DAC: 0,00020
Rugosidad añadida por DAC: 0,02000
DAC inicio de la distancia de recuperación [RDs]: 60,0
DAC fin de distancia de recuperación [RDs]: 90,0

WTG referencia: Siemens Gamesa SG 6.6-170 6600 170.0 !0! hub: 115,0 m (TOT: 200,0 m) (1)

Escalador/datos de viento

Nombre: EMD Default Meso Scaler
Escalado de terreno: Meso-scale Data Downscaling
Modelo de flujo de micro terreno: WASP IBZ de los datos del sitio
Periodo usado: 01/01/1999 1:00:00 - 01/03/2024
Obj.(s) Météo: EMD-WRF Europe+ (ERA5)_N41,778408_W005,058197 (2)
EMD-WRF Europe+ (ERA5)_N41,744526_W005,081512 (3)
EMD-WRF Europe+ (ERA5)_N41,863598_W005,056976 (4)
EMD-WRF Europe+ (ERA5)_N41,837948_W005,045898 (5)

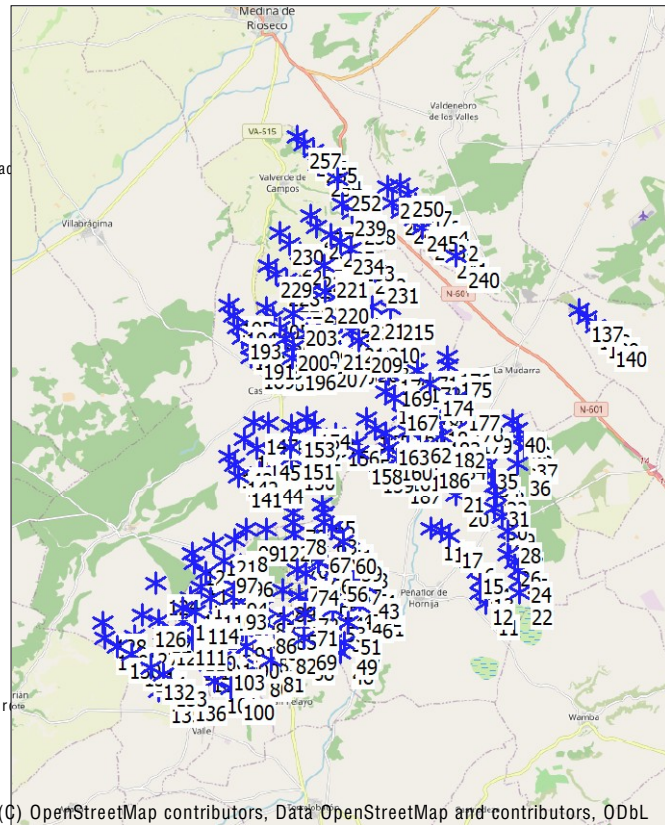
Interpolación horizontal

Alt. de desplazamiento: Tomar más cercano
Versión WASP: Omnidireccional desde objetos
WASP 12 Version 12.08.0032

Corrección de curva de potencia (Todos los AGs existentes)

Corrección de curva de potencia (métod. IEC ajustado, mejorado para coincidir con el contr

	Min	Máx	Med.	Corr.	Neg. corr.	Pos. corr.
	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
Densidad del Aire						
Desde los ajustes de densidad del aire	[°C]	11,0	11,2	11,1		
Ajustes de densidad del aire	[hPa]	906,1	909,3	907,3		
Dens. del aire resultante	[kg/m³]	1,111	1,114	1,112		
Relativa a 15°C al nivel del mar	[%]	90,7	90,9	90,8	-7,7	-7,7
						0,0



(C) OpenStreetMap contributors, Data OpenStreetMap and contributors, ODbL

Escala 1:250.000

▲ Nuevo AG

★ AG existente

Energía Anual calculada para AGs de referencia

Prod. calculada sin nuevos AGs	BRUTO (sin pérdidas) AGs libres	Pérdidas por Estela	Resultados específicos		Resultados específicos		Velocidad del viento		Energía eólica real corregida	Factor de calidad
			Factor Capacidad	AG Medio resultado	Plena carga horas	libre reducida por estela				
[MWh/año]	[MWh/año]	[%]	[%]	[MWh/año]	[Horas/año]	[m/s]	[m/s]		[MWh/año]	[%]
1.210.163,7	1.397.070,7	14,0	27,9	4.899,4	2.450	6,6	6,1		0,0	

Energía Anual Calculada para cada uno de los 247 aerogeneradores de referencia con un total de 494,0 MW de potencia nominal

Tipo de AG	Válido	Fabricante	Modelo de AG	Curva de Potencia			Creador	Nombre	Prod. calculada sin nuevos AGs [MWh/año]	Factor de calidad [%]
				Potencia, nominal	Diámetro de rotor	Altura buje				
				[kW]	[m]	[m]				
11	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.259,0	0
12	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.188,4	0
13	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.094,2	0
14	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.102,8	0
15	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.098,3	0
16	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.202,2	0
17	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.299,3	0
18	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.194,4	0
19	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.268,0	0
20	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.111,5	0
21	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.087,6	0
22	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.504,7	0
23	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.355,0	0
24	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.265,6	0
25	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.168,3	0
26	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.158,5	0

Continúa en la siguiente página...

PARK - AGs de referencia

Cálculo: PARK CON TODOS PARQUES VECINOS

...continúa desde la página anterior

	Tipo de AG		Modelo de AG	Potencia, nominal	Diámetro de rotor	Altura buje	Curva de Potencia		Prod. calculada sin nuevos AGs [MWh/año]	Factor de calidad
	Válido	Fabricante					Creador	Nombre		
				[kW]	[m]	[m]				[%]
27	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.131,4	0
28	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.162,3	0
29	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.142,3	0
30	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.131,1	0
31	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.086,9	0
32	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.026,8	0
33	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.932,7	0
34	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.992,2	0
35	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.040,5	0
36	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.065,7	0
37	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.110,4	0
38	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.132,4	0
39	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.109,8	0
40	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.157,7	0
41	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.022,2	0
42	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.854,7	0
43	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.736,1	0
44	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.746,4	0
45	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.692,0	0
46	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.873,8	0
47	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.560,3	0
48	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.626,8	0
49	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.431,9	0
50	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.341,3	0
51	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.152,9	0
52	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.827,8	0
53	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.691,1	0
54	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.726,8	0
55	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.619,8	0
56	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.613,0	0
57	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.737,6	0
58	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.693,7	0
59	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.771,5	0
60	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.771,7	0
61	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.744,6	0
62	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.681,6	0
63	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.716,5	0
64	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.703,9	0
65	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.750,6	0
66	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.615,0	0
67	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.631,4	0
68	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.141,7	0
69	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.935,9	0
70	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.831,7	0
71	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.771,7	0
72	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.571,9	0
73	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.797,9	0
74	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.583,2	0
75	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.763,2	0
76	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.699,2	0
77	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.684,0	0
78	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.657,8	0
79	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.783,0	0
80	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.061,4	0
81	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.964,5	0
82	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.855,6	0
83	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.871,2	0
84	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.701,7	0
85	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.635,0	0
86	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.749,2	0
87	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.730,7	0
88	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.665,7	0

Continúa en la siguiente página...

PARK - AGs de referencia

Cálculo: PARK CON TODOS PARQUES VECINOS

...continúa desde la página anterior

	Tipo de AG		Modelo de AG	Potencia, nominal	Diámetro de rotor	Altura buje	Curva de Potencia		Prod. calculada sin nuevos AGs [MWh/año]	Factor de calidad [%]
	Válido	Fabricante					Creador	Nombre		
				[kW]	[m]	[m]				
89	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.680,2	0
90	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.810,1	0
91	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.741,6	0
92	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.703,9	0
93	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.687,2	0
94	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.614,6	0
95	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.629,1	0
96	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.667,4	0
97	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.710,3	0
98	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.694,2	0
99	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.822,2	0
100	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.427,4	0
101	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.133,4	0
102	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.863,0	0
103	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.829,2	0
104	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.730,0	0
105	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.532,6	0
106	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.698,5	0
107	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.392,5	0
108	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.652,3	0
109	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.748,3	0
110	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.647,9	0
111	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.799,7	0
112	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.356,3	0
113	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.640,0	0
114	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.364,8	0
115	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.515,8	0
116	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.474,2	0
117	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.636,7	0
118	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.577,1	0
119	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.841,1	0
120	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.925,4	0
121	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.872,5	0
122	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.728,9	0
123	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.690,2	0
124	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.930,6	0
125	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.673,8	0
126	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.840,8	0
127	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.758,7	0
128	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.019,8	0
129	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.020,9	0
130	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.880,7	0
131	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.992,4	0
132	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.992,2	0
133	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.042,1	0
134	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.000,5	0
135	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.166,7	0
136	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.140,3	0
137	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.750,9	0
138	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.713,7	0
139	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.714,9	0
140	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.114,2	0
141	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.870,3	0
142	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.793,1	0
143	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.980,7	0
144	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.869,2	0
145	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.866,6	0
146	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.925,4	0
147	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.053,6	0
148	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.015,7	0
149	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.759,8	0
150	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.015,6	0

Continúa en la siguiente página...

PARK - AGs de referencia

Cálculo: PARK CON TODOS PARQUES VECINOS

...continúa desde la página anterior

Tipo de AG			Potencia, nominal	Diámetro de rotor	Altura buje	Curva de Potencia		Prod. calculada sin nuevos AGs [MWh/año]	Factor de calidad	
Válido	Fabricante	Modelo de AG				Creador	Nombre			
						[kW]	[m]			[m]
151	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.835,3	0
152	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.728,9	0
153	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.871,4	0
154	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.946,4	0
155	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.885,5	0
156	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.006,9	0
157	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.884,5	0
158	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.968,8	0
159	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.830,2	0
160	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.858,1	0
161	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.851,5	0
162	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.909,1	0
163	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.927,3	0
164	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.887,5	0
165	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.939,4	0
166	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.950,9	0
167	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.841,2	0
168	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.990,7	0
169	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.062,3	0
170	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.234,4	0
171	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.111,9	0
172	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.054,4	0
173	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.862,1	0
174	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.982,6	0
175	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.100,3	0
176	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.114,8	0
177	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.983,6	0
178	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.982,3	0
179	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.069,7	0
180	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.048,1	0
181	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.859,0	0
182	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.892,5	0
183	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.857,9	0
184	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.023,9	0
185	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.906,7	0
186	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.879,3	0
187	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.057,2	0
188	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.866,3	0
189	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.911,8	0
190	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.634,4	0
191	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.882,9	0
192	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.921,6	0
193	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.962,0	0
194	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.030,9	0
195	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.118,3	0
196	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.918,1	0
197	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.791,8	0
198	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.759,9	0
199	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.784,3	0
200	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.747,7	0
201	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.803,5	0
202	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.826,0	0
203	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.824,7	0
204	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.840,0	0
205	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.905,7	0
206	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.839,1	0
207	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.039,5	0
208	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.221,2	0
209	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.790,8	0
210	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.078,4	0
211	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.942,9	0
212	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.675,1	0

Continúa en la siguiente página...

PARK - AGs de referencia

Cálculo: PARK CON TODOS PARQUES VECINOS

...continúa desde la página anterior

	Tipo de AG		Modelo de AG	Potencia, nominal	Diámetro de rotor	Altura buje	Curva de Potencia		Prod. calculada sin nuevos AGs [MWh/año]	Factor de calidad
	Válido	Fabricante					Creador	Nombre		
				[kW]	[m]	[m]				[%]
213	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.863,7	0
214	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.617,0	0
215	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.105,9	0
216	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.001,7	0
217	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.927,8	0
218	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.929,6	0
219	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.012,9	0
220	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.938,0	0
221	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.541,1	0
222	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.964,8	0
223	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.589,3	0
224	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.948,7	0
225	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.663,6	0
226	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.826,8	0
227	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.969,2	0
228	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.674,5	0
229	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.759,1	0
230	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.296,9	0
231	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.676,2	0
232	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.609,8	0
233	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.598,8	0
234	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.627,4	0
235	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.696,7	0
236	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.922,1	0
237	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.267,4	0
238	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.794,0	0
239	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.009,7	0
240	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.881,7	0
241	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.866,6	0
242	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.725,9	0
243	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.717,8	0
244	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.534,5	0
245	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.493,3	0
246	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.615,6	0
247	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.740,2	0
248	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.417,2	0
249	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.507,8	0
250	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	4.943,4	0
251	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.006,9	0
252	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.260,5	0
253	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.398,3	0
254	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.597,4	0
255	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	5.973,1	0
256	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	6.045,8	0
257	Si	GAMESA	G90 IA-2.000	2.000	90,0	90,0	EMD	Level 0 - calculated -- 05-2013	6.128,6	0

Distribución AGs

UTM (north)-WGS84 Zona: 30

hacia Este hacia Norte Z Datos brutos/Descripción

Fuente
producción

Base
estadística
para
producción
normalizada:
[Meses]

Período de cálculo
Empezar Final

	[m]									
11	337.219	4.619.404	840,0	GAMESA	G90 IA 2000	90,0	!O!	hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (85)	01/01/1999	01/03/2024
12	337.067	4.619.756	840,0	GAMESA	G90 IA 2000	90,0	!O!	hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (86)	01/01/1999	01/03/2024
13	337.099	4.620.153	840,0	GAMESA	G90 IA 2000	90,0	!O!	hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (87)	01/01/1999	01/03/2024
14	336.974	4.620.478	840,0	GAMESA	G90 IA 2000	90,0	!O!	hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (88)	01/01/1999	01/03/2024
15	336.777	4.620.786	840,0	GAMESA	G90 IA 2000	90,0	!O!	hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (89)	01/01/1999	01/03/2024
16	336.503	4.621.132	840,0	GAMESA	G90 IA 2000	90,0	!O!	hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (90)	01/01/1999	01/03/2024
17	336.087	4.621.665	840,0	GAMESA	G90 IA 2000	90,0	!O!	hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (91)	01/01/1999	01/03/2024

Continúa en la siguiente página...

PARK - AGs de referencia

Cálculo: PARK CON TODOS PARQUES VECINOS

...continúa desde la página anterior

UTM (north)-WGS84 Zona: 30

hacia Este	hacia Norte	Z	Datos brutos/Descripción
---------------	----------------	---	--------------------------

Fuente producción	Base estadística para producción normalizada: [Meses]	Período de cálculo	
		Empezar	Final

			[m]																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
--	--	--	-----	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Continúa en la siguiente página...

PARK - AGs de referencia

Cálculo: PARK CON TODOS PARQUES VECINOS

...continúa desde la página anterior

UTM (north)-WGS84 Zona: 30						Fuente producción	Base estadística para producción normalizada: [Meses]	Período de cálculo		
hacia Este	hacia Norte	Z	Datos brutos/Descripción		Empezar			Final		
[m]										
78	330.959	4.622.214	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (1...			01/01/1999	01/03/2024	
79	330.953	4.622.537	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (1...			01/01/1999	01/03/2024	
80	329.624	4.617.575	830,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (1...			01/01/1999	01/03/2024	
81	330.085	4.617.685	830,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (1...			01/01/1999	01/03/2024	
82	330.500	4.618.281	832,3	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (1...			01/01/1999	01/03/2024	
83	329.949	4.618.318	834,8	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (1...			01/01/1999	01/03/2024	
84	330.230	4.618.735	834,9	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (1...			01/01/1999	01/03/2024	
85	330.519	4.619.092	835,4	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (1...			01/01/1999	01/03/2024	
86	329.881	4.618.970	837,2	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (1...			01/01/1999	01/03/2024	
87	329.881	4.619.469	838,9	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (1...			01/01/1999	01/03/2024	
88	329.881	4.619.831	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (1...			01/01/1999	01/03/2024	
89	330.512	4.619.996	839,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (1...			01/01/1999	01/03/2024	
90	329.287	4.618.184	833,9	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (1...			01/01/1999	01/03/2024	
91	329.136	4.618.709	839,6	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (1...			01/01/1999	01/03/2024	
92	329.378	4.619.788	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (1...			01/01/1999	01/03/2024	
93	328.890	4.619.785	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (1...			01/01/1999	01/03/2024	
94	328.931	4.620.160	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (1...			01/01/1999	01/03/2024	
95	328.959	4.620.478	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (1...			01/01/1999	01/03/2024	
96	329.142	4.620.845	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (1...			01/01/1999	01/03/2024	
97	328.590	4.621.014	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (1...			01/01/1999	01/03/2024	
98	328.973	4.621.670	839,1	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (1...			01/01/1999	01/03/2024	
99	329.381	4.622.028	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (1...			01/01/1999	01/03/2024	
100	328.737	4.616.819	830,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (1...			01/01/1999	01/03/2024	
101	328.183	4.617.055	830,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (1...			01/01/1999	01/03/2024	
102	327.724	4.617.750	830,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (1...			01/01/1999	01/03/2024	
103	328.442	4.617.791	830,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (1...			01/01/1999	01/03/2024	
104	328.739	4.618.195	833,7	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (1...			01/01/1999	01/03/2024	
105	328.734	4.618.905	839,6	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (1...			01/01/1999	01/03/2024	
106	327.993	4.618.150	830,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (1...			01/01/1999	01/03/2024	
107	328.293	4.618.617	834,7	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (1...			01/01/1999	01/03/2024	
108	328.427	4.619.160	838,7	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (1...			01/01/1999	01/03/2024	
109	327.439	4.618.143	830,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (1...			01/01/1999	01/03/2024	
110	327.498	4.618.460	830,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (1...			01/01/1999	01/03/2024	
111	327.179	4.618.656	830,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (1...			01/01/1999	01/03/2024	
112	327.205	4.619.058	830,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (1...			01/01/1999	01/03/2024	
113	327.198	4.619.468	834,4	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (1...			01/01/1999	01/03/2024	
114	327.611	4.619.344	835,8	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (1...			01/01/1999	01/03/2024	
115	327.447	4.619.801	836,4	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (1...			01/01/1999	01/03/2024	
116	328.149	4.619.763	839,7	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (1...			01/01/1999	01/03/2024	
117	327.805	4.620.181	839,9	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (1...			01/01/1999	01/03/2024	
118	328.005	4.620.629	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (1...			01/01/1999	01/03/2024	
119	327.624	4.620.958	838,7	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (1...			01/01/1999	01/03/2024	
120	327.590	4.621.272	837,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (1...			01/01/1999	01/03/2024	
121	328.288	4.621.588	836,7	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (1...			01/01/1999	01/03/2024	
122	330.030	4.622.030	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (1...			01/01/1999	01/03/2024	
123	326.556	4.618.673	830,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (1...			01/01/1999	01/03/2024	
124	326.336	4.620.307	832,9	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (1...			01/01/1999	01/03/2024	
125	326.376	4.619.097	830,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (1...			01/01/1999	01/03/2024	
126	325.869	4.619.281	830,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (2...			01/01/1999	01/03/2024	
127	325.609	4.618.592	830,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (2...			01/01/1999	01/03/2024	
128	324.545	4.619.048	830,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (2...			01/01/1999	01/03/2024	
129	324.600	4.618.560	830,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (2...			01/01/1999	01/03/2024	
130	325.032	4.618.265	830,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (2...			01/01/1999	01/03/2024	
131	325.482	4.617.997	830,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (2...			01/01/1999	01/03/2024	
132	326.091	4.617.527	830,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (2...			01/01/1999	01/03/2024	
133	326.528	4.617.307	830,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (2...			01/01/1999	01/03/2024	
134	325.840	4.617.797	830,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (2...			01/01/1999	01/03/2024	
135	326.322	4.616.762	830,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (2...			01/01/1999	01/03/2024	
136	327.145	4.616.819	830,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (2...			01/01/1999	01/03/2024	
137	340.565	4.629.034	850,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0	!O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (3...			01/01/1999	01/03/2024	

Continúa en la siguiente página...

PARK - AGs de referencia

Cálculo: PARK CON TODOS PARQUES VECINOS

...continúa desde la página anterior

UTM (north)-WGS84 Zona: 30				Datos brutos/Descripción	Fuente producción	Base estadística para producción normalizada: [Meses]	Período de cálculo	
hacia Este	hacia Norte	Z					Empezar	Final
[m]								
138	340.800	4.628.778	850,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (3...			01/01/1999	01/03/2024
139	341.072	4.628.488	850,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (3...			01/01/1999	01/03/2024
140	341.339	4.628.203	850,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (3...			01/01/1999	01/03/2024
141	329.158	4.623.809	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (3...			01/01/1999	01/03/2024
142	329.061	4.624.183	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (3...			01/01/1999	01/03/2024
143	328.853	4.624.464	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (3...			01/01/1999	01/03/2024
144	329.843	4.623.937	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (3...			01/01/1999	01/03/2024
145	329.775	4.624.709	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (3...			01/01/1999	01/03/2024
146	329.393	4.625.063	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (3...			01/01/1999	01/03/2024
147	329.724	4.625.589	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
148	330.192	4.625.508	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
149	330.348	4.624.603	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
150	330.926	4.624.366	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
151	330.885	4.624.736	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
152	331.119	4.625.157	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
153	330.925	4.625.455	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
154	331.465	4.625.700	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
155	331.717	4.625.440	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
156	332.419	4.625.128	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
157	333.088	4.624.828	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
158	333.150	4.624.503	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
159	333.541	4.624.233	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
160	334.154	4.624.591	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
161	334.430	4.624.247	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
162	334.795	4.625.153	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
163	334.038	4.625.121	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
164	333.694	4.625.262	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
165	333.426	4.625.628	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
166	334.603	4.625.755	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
167	334.386	4.626.249	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
168	334.094	4.626.474	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
169	334.190	4.627.058	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
170	334.194	4.627.449	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
171	335.072	4.627.515	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
172	335.161	4.627.177	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
173	335.190	4.626.719	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
174	335.554	4.626.702	840,3	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
175	336.169	4.627.297	843,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
176	336.167	4.627.560	843,3	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
177	336.395	4.626.207	842,2	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
178	336.507	4.625.840	841,9	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
179	336.789	4.625.451	840,8	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
180	335.419	4.626.167	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
181	335.697	4.625.689	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
182	335.898	4.624.983	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
183	335.753	4.625.347	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
184	335.930	4.624.629	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
185	335.113	4.624.652	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
186	335.365	4.624.361	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
187	334.407	4.623.818	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
188	330.344	4.627.641	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
189	329.671	4.627.733	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
190	330.323	4.628.024	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
191	329.663	4.628.040	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
192	329.410	4.628.370	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
193	329.252	4.628.742	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
194	329.101	4.629.108	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
195	328.980	4.629.478	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
196	331.026	4.627.657	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
197	331.051	4.627.999	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024

Continúa en la siguiente página...

PARK - AGs de referencia

Cálculo: PARK CON TODOS PARQUES VECINOS

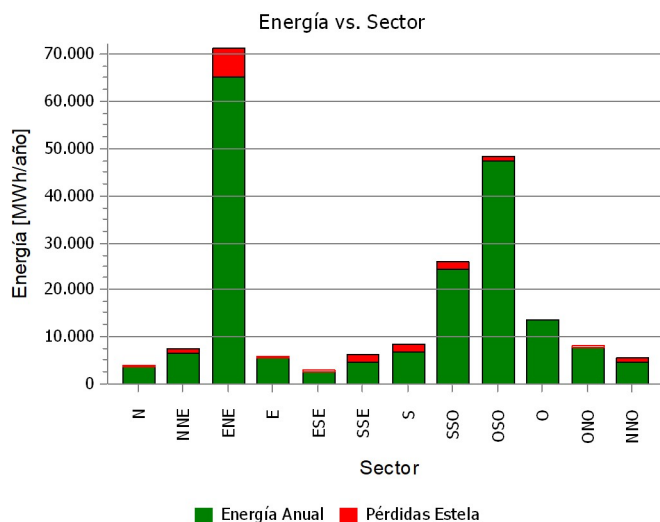
...continúa desde la página anterior

UTM (north)-WGS84 Zona: 30				Datos brutos/Descripción	Fuente producción	Base estadística para producción normalizada: [Meses]	Período de cálculo	
hacia Este	hacia Norte	Z					Empezar	Final
[m]								
198	331.726	4.628.139	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
199	331.527	4.628.458	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
200	330.839	4.628.331	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
201	331.330	4.628.805	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
202	330.631	4.628.668	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
203	331.103	4.629.137	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
204	330.418	4.629.005	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
205	330.204	4.629.342	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
206	332.652	4.627.828	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
207	332.076	4.627.727	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
208	333.458	4.627.864	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
209	333.216	4.628.174	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
210	333.817	4.628.466	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
211	333.009	4.628.494	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
212	332.676	4.628.835	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
213	332.311	4.628.305	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
214	332.171	4.628.591	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
215	334.302	4.629.224	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
216	333.714	4.629.266	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
217	333.226	4.629.251	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
218	332.552	4.629.646	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
219	332.915	4.629.486	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
220	332.151	4.629.824	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
221	332.160	4.630.687	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
222	331.718	4.629.871	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (4...			01/01/1999	01/03/2024
223	331.704	4.630.882	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (5...			01/01/1999	01/03/2024
224	331.326	4.630.030	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (5...			01/01/1999	01/03/2024
225	331.344	4.631.119	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (5...			01/01/1999	01/03/2024
226	331.031	4.631.407	839,8	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (5...			01/01/1999	01/03/2024
227	330.910	4.630.219	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (5...			01/01/1999	01/03/2024
228	330.537	4.630.424	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (5...			01/01/1999	01/03/2024
229	330.282	4.630.733	837,1	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (5...			01/01/1999	01/03/2024
230	330.720	4.631.805	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (5...			01/01/1999	01/03/2024
231	333.821	4.630.451	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (5...			01/01/1999	01/03/2024
232	333.432	4.630.799	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (5...			01/01/1999	01/03/2024
233	333.053	4.631.204	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (5...			01/01/1999	01/03/2024
234	332.703	4.631.421	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (5...			01/01/1999	01/03/2024
235	332.385	4.631.687	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (5...			01/01/1999	01/03/2024
236	331.917	4.631.964	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (5...			01/01/1999	01/03/2024
237	331.763	4.632.349	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (5...			01/01/1999	01/03/2024
238	333.137	4.632.376	840,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (5...			01/01/1999	01/03/2024
239	332.793	4.632.722	838,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (5...			01/01/1999	01/03/2024
240	336.506	4.630.891	847,9	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (5...			01/01/1999	01/03/2024
241	336.120	4.631.244	848,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (5...			01/01/1999	01/03/2024
242	335.830	4.631.817	847,9	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (5...			01/01/1999	01/03/2024
243	335.438	4.631.856	846,7	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (5...			01/01/1999	01/03/2024
244	335.518	4.632.271	847,5	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (5...			01/01/1999	01/03/2024
245	335.167	4.632.152	846,3	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (5...			01/01/1999	01/03/2024
246	335.208	4.632.656	847,1	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (5...			01/01/1999	01/03/2024
247	334.963	4.632.971	848,7	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (5...			01/01/1999	01/03/2024
248	334.739	4.632.414	845,3	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (5...			01/01/1999	01/03/2024
249	334.457	4.632.691	842,9	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (5...			01/01/1999	01/03/2024
250	334.718	4.633.283	850,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (5...			01/01/1999	01/03/2024
251	334.305	4.633.243	846,5	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (5...			01/01/1999	01/03/2024
252	332.657	4.633.528	830,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (5...			01/01/1999	01/03/2024
253	332.303	4.633.697	830,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (5...			01/01/1999	01/03/2024
254	332.057	4.634.018	830,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (5...			01/01/1999	01/03/2024
255	331.882	4.634.463	830,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (5...			01/01/1999	01/03/2024
256	331.592	4.634.700	830,0	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (5...			01/01/1999	01/03/2024
257	331.376	4.634.957	820,5	GAMESA G90 IA 2000 90.0 !O! hub: 90,0 m (TOT: 135,0 m) (5...			01/01/1999	01/03/2024

PARK - Análisis de Producción

Cálculo: PARK CON TODOS PARQUES VECINOS AG: Todos los nuevos AGs, La densidad del aire varía con la posición del AG 1,109 kg/m³ - 1,121 kg/m³
 Análisis direccional

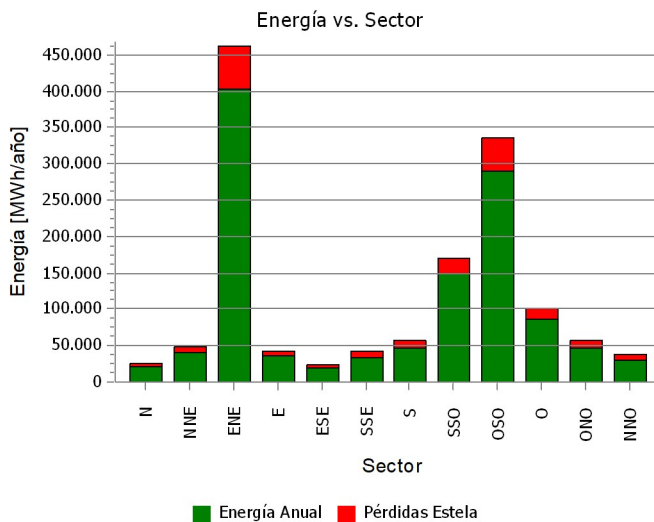
Sector		0 N	1 NNE	2 ENE	3 E	4 ESE	5 SSE	6 S	7 SSO	8 OSO	9 O	10 ONO	11 NNO	Total
Energía basada en modelos	[MWh]	3.838,5	7.386,1	71.369,0	5.991,5	3.030,4	6.076,6	8.483,4	25.876,7	48.316,9	13.703,4	7.986,9	5.590,3	207.649,6
-Reducción debida a pérdidas por estela	[MWh]	413,4	1.001,2	6.260,1	441,0	496,6	1.480,8	1.564,7	1.683,1	1.002,7	0,0	311,0	1.099,4	15.754,0
Energía resultante	[MWh]	3.425,1	6.384,8	65.108,9	5.550,5	2.533,8	4.595,8	6.918,7	24.193,6	47.314,2	13.703,4	7.675,9	4.490,8	191.895,6
Energía específica	[kWh/m²]													845
Energía específica	[kWh/kW]													2.908
Reducción debida a pérdidas por estela	[%]	10,8	13,6	8,8	7,4	16,4	24,4	18,4	6,5	2,1	0,0	3,9	19,7	7,59
H. Equivalentes a plena carga	[Horas/año]	52	97	986	84	38	70	105	367	717	208	116	68	2.908



PARK - Análisis de Producción

Cálculo: PARK CON TODOS PARQUES VECINOS AG: Todos los AGs existentes, La densidad del aire varía con la posición del AG 1,109 kg/m³ - 1,121 kg/m³
 Análisis direccional

Sector		0 N	1 NNE	2 ENE	3 E	4 ESE	5 SSE	6 S	7 SSO	8 OSO	9 O	10 ONO	11 NNO	Total
Energía basada en modelos	[MWh]	25.497,4	48.312,4	461.996,9	41.916,6	22.169,3	41.016,0	55.676,2	170.936,7	334.961,5	101.116,6	56.483,3	36.987,9	1.397.069,4
-Reducción debida a pérdidas por estela	[MWh]	5.456,2	7.687,2	57.944,2	6.237,8	3.551,2	6.770,2	8.542,2	21.407,3	45.429,2	14.541,0	9.470,2	8.550,0	195.586,8
Energía resultante	[MWh]	20.041,1	40.625,2	404.052,5	35.678,8	18.618,1	34.245,8	47.134,0	149.529,3	289.532,3	86.575,6	47.013,1	28.437,9	1.201.483,8
Energía específica	[kWh/m²]													765
Energía específica	[kWh/kW]													2.432
Reducción debida a pérdidas por estela	[%]	21,4	15,9	12,5	14,9	16,0	16,5	15,3	12,5	13,6	14,4	16,8	23,1	14,00
H. Equivalentes a plena carga	[Horas/año]	41	82	818	72	38	69	95	303	586	175	95	58	2.432



Proyecto:

Usuario con licencia:

Ignis Desarrollo S.L.
C/ Cardenal Marcelo Spinola, 8, 1º Izq
ES-28016 Madrid
+34910059775
Luis Lozano / luis.lozano@ignis.es
Calculado:
20/03/2024 0:49/3.6.366

PARK - Análisis de Curvas de Potencia

Cálculo: PARK CON TODOS PARQUES VECINOS AG: 1 - Siemens Gamesa SG 6.6-170 6600 170.0 !O!, Altura buje: 115,0 m

Nombre: (AM 0, 6.6MW) - 1.225 kg/m³

Origen: SGRE

Fuente/Fecha	Creado por	Creado	Editado	Velocidad de viento de corte [m/s]	Control de potencia	Tipo de curva CT	Tipo de generador	Potencia específica kW/m ²
18/04/2023	EMD	11/02/2020	18/04/2023	23,0	Paso variable (Pitch)	Definido por usuario	Variable	0,29
D2850368-001 SGRE ON SG 6.6-170 Standard Ct and Power Curve Rev.0 Mode AM 0 - Air Density.pdf								

Comparación de curva HP- Nota: para densidad de aire estándar

Vmedia	[m/s]	5	6	7	8	9	10
Valor HP Pitch, variable speed (2013)	[MWh]	11.445	17.316	22.937	27.907	32.074	35.390
Siemens Gamesa SG 6.6-170 6600 170.0 !O! (AM 0, 6.6MW) - 1.225 kg/m ³	[MWh]	11.609	17.472	23.042	27.872	31.748	34.592
Valor de comprobación	[%]	-1	-1	0	0	1	2

La tabla muestra una comparación con la producción de energía anual basada en curvas-HP simplificadas, que supone que todos los aerogeneradores se comportan de forma similar - los valores calculados sólo dependen de la carga de energía específica (kW/m²) y velocidad simple/doble o stall/pitch. Las producciones no incluyen pérdidas de estela.

Para obtener más detalles, solicite a la Agencia Danesa de Energía el informe del proyecto J.nr. 51171/00-0016 o consulte el manual de windPRO.

El método se perfecciona en el informe de EMD "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", enero de 2003.

Utilice la tabla para evaluar si la curva de potencia dada es razonable - si los valores de verificación son inferiores a -5%, la curva de potencia, probablemente es demasiado optimista debido a la incertidumbre en la medición de curva de potencia.

Curva de Potencia

Datos originales, Densidad del Aire: 1,225 kg/m³

Velocidad del viento [m/s]	Potencia [kW]	Ce	Velocidad del viento [m/s]	Curva Ct
3,0	89,0	0,24	3,0	0,95
3,5	178,0	0,30	3,5	0,88
4,0	326,0	0,37	4,0	0,85
4,5	522,0	0,41	4,5	0,83
5,0	758,0	0,44	5,0	0,82
5,5	1.040,0	0,45	5,5	0,83
6,0	1.376,0	0,46	6,0	0,83
6,5	1.771,0	0,46	6,5	0,84
7,0	2.230,0	0,47	7,0	0,84
7,5	2.757,0	0,47	7,5	0,84
8,0	3.346,0	0,47	8,0	0,83
8,5	3.974,0	0,47	8,5	0,80
9,0	4.600,0	0,45	9,0	0,77
9,5	5.177,0	0,43	9,5	0,71
10,0	5.660,0	0,41	10,0	0,65
10,5	6.024,0	0,37	10,5	0,58
11,0	6.272,0	0,34	11,0	0,51
11,5	6.424,0	0,30	11,5	0,44
12,0	6.510,0	0,27	12,0	0,38
12,5	6.556,0	0,24	12,5	0,34
13,0	6.579,0	0,22	13,0	0,29
13,5	6.590,0	0,19	13,5	0,26
14,0	6.596,0	0,17	14,0	0,23
14,5	6.598,0	0,16	14,5	0,21
15,0	6.599,0	0,14	15,0	0,19
15,5	6.600,0	0,13	15,5	0,17
16,0	6.600,0	0,12	16,0	0,16
16,5	6.600,0	0,11	16,5	0,14
17,0	6.600,0	0,10	17,0	0,13
17,5	6.600,0	0,09	17,5	0,12
18,0	6.600,0	0,08	18,0	0,12
18,5	6.468,0	0,07	18,5	0,10
19,0	6.336,0	0,07	19,0	0,09
19,5	6.204,0	0,06	19,5	0,08
20,0	6.072,0	0,05	20,0	0,07
20,5	5.940,0	0,05	20,5	0,07
21,0	5.808,0	0,05	21,0	0,06
21,5	5.676,0	0,04	21,5	0,06
22,0	5.544,0	0,04	22,0	0,05
22,5	5.412,0	0,03	22,5	0,05
23,0	5.280,0	0,03	23,0	0,04

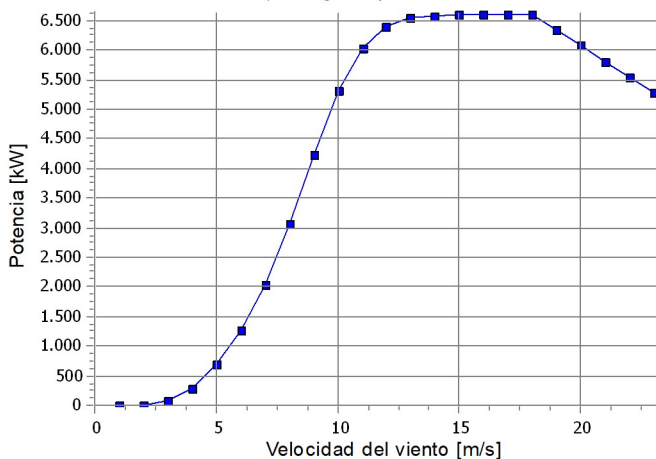
Potencia y eficiencia vs. vel. de viento

Datos utilizados en el cálculo, Den. aire media: 1,121 kg/m³

Velocidad del viento [m/s]	Potencia [kW]	Ce
1,0	0,0	0,00
2,0	0,0	0,00
3,0	72,8	0,21
4,0	291,7	0,36
5,0	686,6	0,43
6,0	1.254,0	0,46
7,0	2.035,6	0,47
8,0	3.059,3	0,47
9,0	4.235,9	0,46
10,0	5.306,8	0,42
11,0	6.038,6	0,36
12,0	6.394,9	0,29
13,0	6.537,7	0,23
14,0	6.584,3	0,19
15,0	6.596,8	0,15
16,0	6.599,3	0,13
17,0	6.600,0	0,11
18,0	6.600,0	0,09
19,0	6.336,0	0,07
20,0	6.072,0	0,06
21,0	5.808,0	0,05
22,0	5.544,0	0,04
23,0	5.280,0	0,03

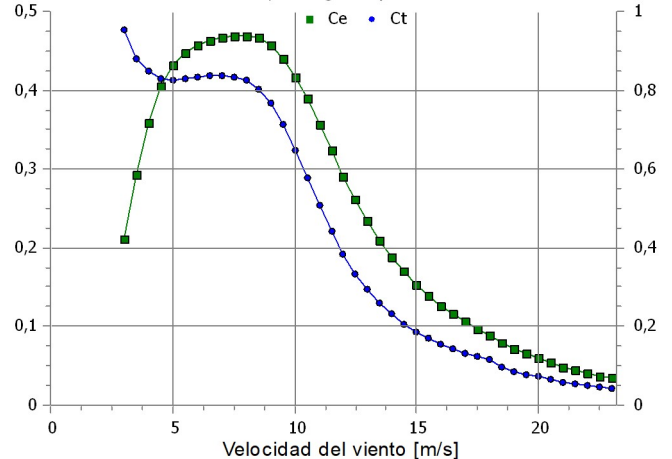
Curva de Potencia

Para la densidad del aire: 1,121 kg/m³ y datos climáticos de referencia



Curvas Ce y Ct

Para la densidad del aire: 1,121 kg/m³ y datos climáticos de referencia



Proyecto:

Usuario con licencia:

Ignis Desarrollo S.L.
C/ Cardenal Marcelo Spinola, 8, 1º Izq
ES-28016 Madrid
+34910059775
Luis Lozano / luis.lozano@ignis.es
Calculado:
20/03/2024 0:49/3.6.366

PARK - Análisis de Datos de Viento

Cálculo: PARK CON TODOS PARQUES VECINOS Datos de Viento: 1 - Siemens Gamesa SG 6.6-170 6600 170.0 !O! hub: 115,0 m (TOT: 200,0 m) (1); Altura buje: 115,0

Coord. del Emplazamiento

UTM (north)-WGS84 Zona: 30

Este: 328.839 Norte: 4.635.901

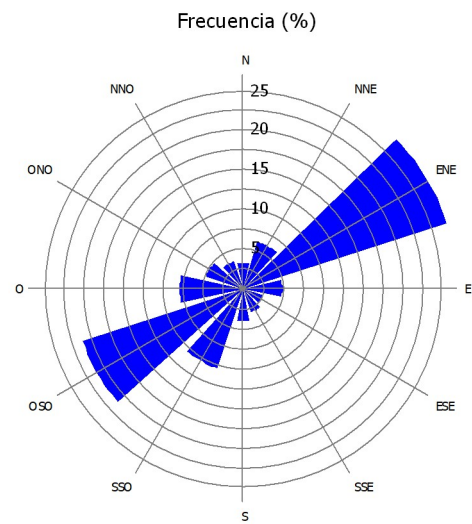
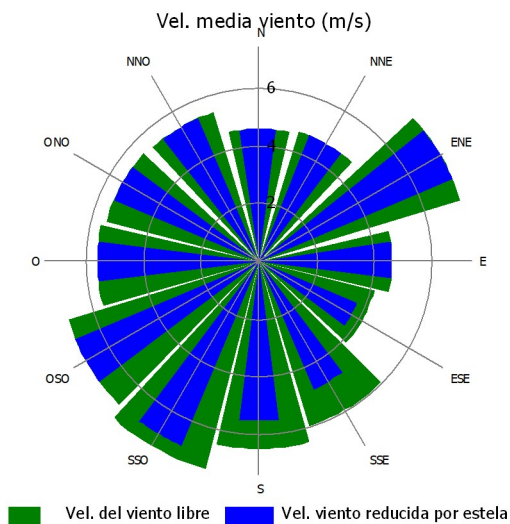
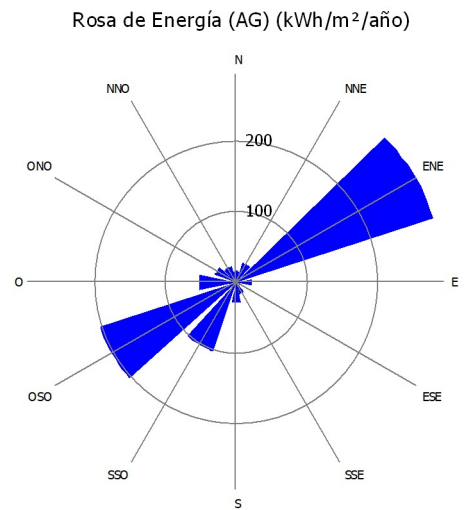
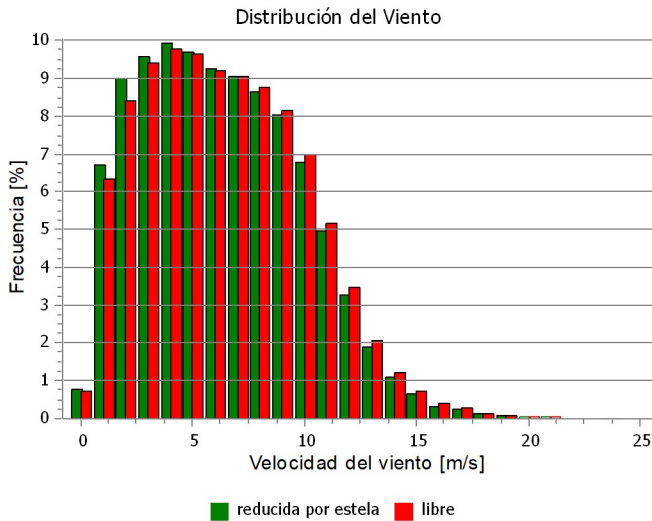
Siemens Gamesa SG 6.6-170 6600 170.0 !O! hub: 115,0 m (TOT: 200,0 m) (1)

Mástiles usados

Tomar más cercano

Datos de Viento para el emplazamiento

Sector	Vel. del viento libre [m/s]	Vel. viento reducida por estela [m/s]	Frecuencia [%]
0 N	4,6	4,6	3,3
1 NNE	4,7	4,7	6,3
2 ENE	7,3	7,3	27,0
3 E	4,6	4,6	5,0
4 ESE	4,1	3,7	2,6
5 SSE	6,0	4,8	3,1
6 S	6,5	5,5	4,1
7 SSO	7,4	6,9	10,6
8 OSO	6,9	6,9	21,3
9 O	5,6	5,6	8,1
10 ONO	5,5	5,5	4,9
11 NNO	5,4	5,4	3,7
Todo	6,4	6,3	100,0



Proyecto:

Usuario con licencia:

Ignis Desarrollo S.L.
C/ Cardenal Marcelo Spinola, 8, 1º Izq
ES-28016 Madrid
+34910059775
Luis Lozano / luis.lozano@ignis.es
Calculado:
20/03/2024 0:49/3.6.366

PARK - Análisis de Datos de Viento

Cálculo: PARK CON TODOS PARQUES VECINOS Datos de Viento: 2 - Siemens Gamesa SG 6.6-170 6600 170.0 !O! hub: 115,0 m (TOT: 200,0 m) (2); Altura buje: 115,0

Coord. del Emplazamiento

UTM (north)-WGS84 Zona: 30

Este: 329.195 Norte: 4.635.489

Siemens Gamesa SG 6.6-170 6600 170.0 !O! hub: 115,0 m (TOT: 200,0 m) (2)

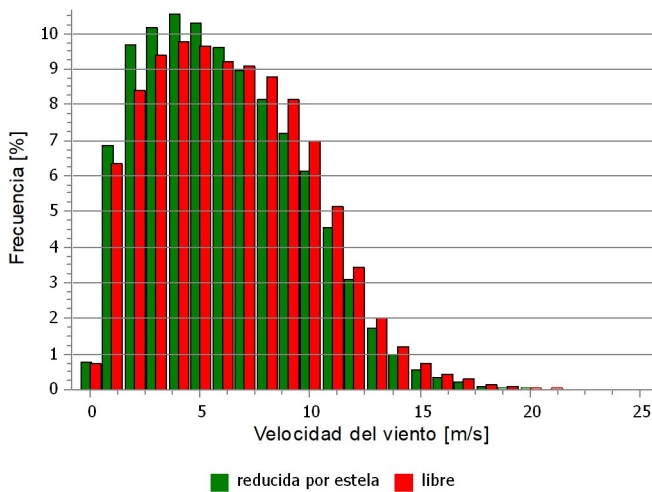
Mástiles usados

Tomar más cercano

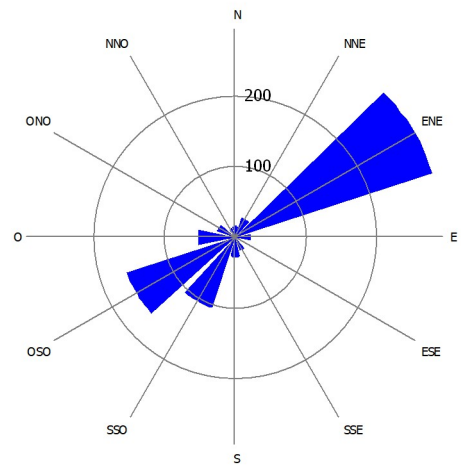
Datos de Viento para el emplazamiento

Sector	Vel. del viento libre [m/s]	Vel. viento reducida por estela [m/s]	Frecuencia [%]
0 N	4,6	4,6	3,3
1 NNE	4,7	4,7	6,3
2 ENE	7,3	7,3	27,0
3 E	4,6	4,6	5,0
4 ESE	4,1	3,9	2,6
5 SSE	6,0	5,3	3,1
6 S	6,5	5,5	4,1
7 SSO	7,4	7,0	10,6
8 OSO	6,9	6,2	21,3
9 O	5,6	5,6	8,1
10 ONO	5,5	5,1	4,9
11 NNO	5,4	4,2	3,7
Todo	6,4	6,1	100,0

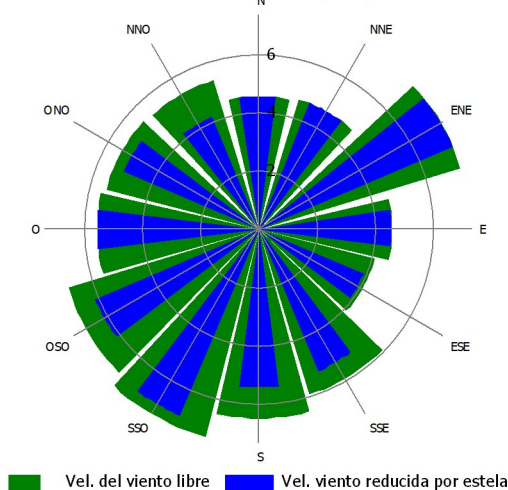
Distribución del Viento



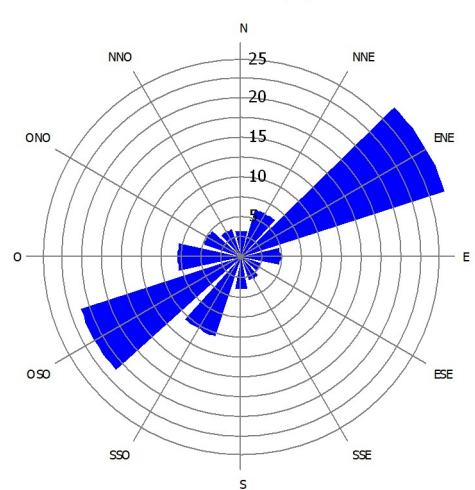
Rosa de Energía (AG) (kWh/m²/año)



Vel. media viento (m/s)



Frecuencia (%)

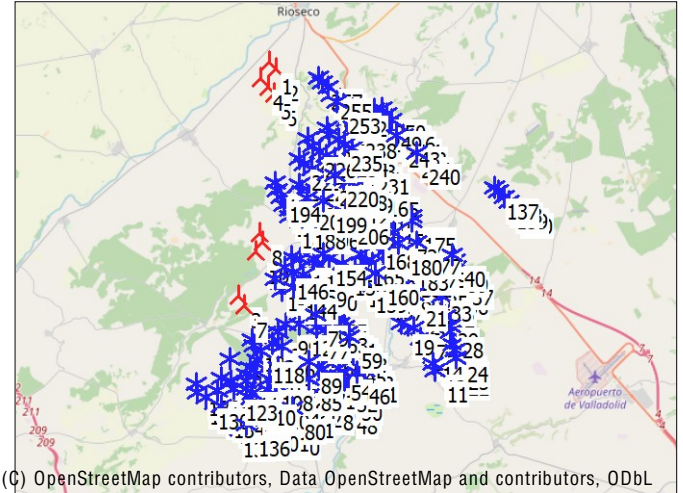


PARK - Distancias AG

Cálculo: PARK CON TODOS PARQUES VECINOS

Distancias AG

Z	AG más cercano	Z	Distancia horizontal	Distancia diámetros de rotor
[m]		[m]	[m]	
1 735,2		2 739,8	544	3,2
2 739,8		1 735,2	544	3,2
3 833,9		7 840,0	590	3,5
4 734,3		5 738,1	614	3,6
5 738,1		6 743,4	463	2,7
6 743,4		5 738,1	463	2,7
7 840,0		3 833,9	590	3,5
8 840,0		9 840,0	470	2,8
9 840,0		8 840,0	470	2,8
10 833,2		9 840,0	629	3,7
11 840,0		12 840,0	383	4,3
12 840,0		11 840,0	383	4,3
13 840,0		14 840,0	348	3,9
14 840,0		13 840,0	348	3,9
15 840,0		14 840,0	366	4,1
16 840,0		15 840,0	441	4,9
17 840,0		18 840,0	331	3,7
18 840,0		17 840,0	331	3,7
19 840,0		18 840,0	337	3,7
20 840,0		21 840,0	521	5,8
21 840,0		20 840,0	521	5,8
22 840,0		23 840,0	365	4,1
23 840,0		22 840,0	365	4,1
24 840,0		25 840,3	326	3,6
25 840,3		24 840,0	326	3,6
26 840,2		25 840,3	327	3,6
27 841,0		28 841,4	313	3,5
28 841,4		27 841,0	313	3,5
29 843,2		30 841,6	396	4,4
30 841,6		29 843,2	396	4,4
31 841,9		32 841,6	322	3,6
32 841,6		31 841,9	322	3,6
33 841,3		34 840,8	329	3,7
34 840,8		35 841,0	325	3,6
35 841,0		34 840,8	325	3,6
36 845,1		37 846,6	552	6,1
37 846,6		38 843,8	370	4,1
38 843,8		39 841,5	321	3,6
39 841,5		38 843,8	321	3,6
40 840,0		39 841,5	322	3,6
41 830,0		42 830,9	326	3,6
42 830,9		43 831,9	274	3,0
43 831,9		42 830,9	274	3,0
44 833,1		45 833,9	290	3,2
45 833,9		57 835,0	257	2,9
46 830,0		41 830,0	398	4,4
47 831,5		46 830,0	439	4,9
48 830,0		49 830,0	355	3,9
49 830,0		50 830,0	332	3,7
50 830,0		51 830,0	322	3,6
51 830,0		50 830,0	322	3,6
52 830,0		51 830,0	341	3,8
53 831,1		54 832,3	333	3,7
54 832,3		53 831,1	333	3,7
55 834,4		54 832,3	432	4,8
56 836,2		57 835,0	441	4,9
57 835,0		45 833,9	257	2,9
58 834,0		59 836,0	310	3,4
59 836,0		60 837,9	297	3,3
60 837,9		59 836,0	297	3,3
61 839,9		62 840,0	302	3,4
62 840,0		61 839,9	302	3,4
63 840,0		62 840,0	312	3,5



Nuevo AG

Escala 1:400.000

AG existente

Continúa en la siguiente página...

PARK - Distancias AG

Cálculo: PARK CON TODOS PARQUES VECINOS

...continúa desde la página anterior

Z	AG más cercano	Z	Distancia horizontal	Distancia diámetros de rotor
[m]	[m]	[m]	[m]	
64	840,0	65	840,0	300
65	840,0	64	840,0	300
66	838,3	74	838,0	581
67	840,0	63	840,0	631
68	830,0	69	831,1	371
69	831,1	68	830,0	371
70	832,6	69	831,1	396
71	833,4	70	832,6	408
72	834,6	73	835,8	293
73	835,8	72	834,6	293
74	838,0	75	839,0	319
75	839,0	74	838,0	319
76	840,0	77	840,0	400
77	840,0	78	840,0	368
78	840,0	79	840,0	323
79	840,0	78	840,0	323
80	830,0	81	830,0	474
81	830,0	80	830,0	474
82	832,3	84	834,9	528
83	834,8	84	834,9	503
84	834,9	86	837,2	421
85	835,4	84	834,9	459
86	837,2	84	834,9	421
87	838,9	88	840,0	362
88	840,0	87	838,9	362
89	839,0	73	835,8	580
90	833,9	91	839,6	546
91	839,6	105	839,6	447
92	840,0	93	840,0	488
93	840,0	94	840,0	377
94	840,0	95	840,0	319
95	840,0	94	840,0	319
96	840,0	95	840,0	410
97	840,0	96	840,0	577
98	839,1	99	840,0	543
99	840,0	98	839,1	543
100	830,0	101	830,0	602
101	830,0	100	830,0	602
102	830,0	106	830,0	482
103	830,0	104	833,7	501
104	833,7	103	830,0	501
105	839,6	108	838,7	399
106	830,0	102	830,0	482
107	834,7	105	839,6	527
108	838,7	105	839,6	399
109	830,0	110	830,0	322
110	830,0	109	830,0	322
111	830,0	110	830,0	374
112	830,0	111	830,0	403
113	834,4	112	830,0	410
114	835,8	113	834,4	431
115	836,4	113	834,4	416
116	839,7	117	839,9	541
117	839,9	118	840,0	491
118	840,0	117	839,9	491
119	838,7	120	837,0	316
120	837,0	119	838,7	316
121	836,7	97	840,0	649
122	840,0	99	840,0	649
123	830,0	125	830,0	461
124	832,9	126	830,0	1.127
125	830,0	123	830,0	461
126	830,0	125	830,0	539

Continúa en la siguiente página...

PARK - Distancias AG

Cálculo: PARK CON TODOS PARQUES VECINOS

...continúa desde la página anterior

Z	AG más cercano	Z	Distancia horizontal	Distancia diámetros de rotor
[m]	[m]	[m]	[m]	
127	830,0	131	830,0	608
128	830,0	129	830,0	491
129	830,0	128	830,0	491
130	830,0	129	830,0	523
131	830,0	134	830,0	410
132	830,0	134	830,0	369
133	830,0	132	830,0	489
134	830,0	132	830,0	369
135	830,0	133	830,0	583
136	830,0	133	830,0	787
137	850,0	138	850,0	348
138	850,0	137	850,0	348
139	850,0	140	850,0	391
140	850,0	139	850,0	391
141	840,0	142	840,0	386
142	840,0	143	840,0	350
143	840,0	142	840,0	350
144	840,0	141	840,0	697
145	840,0	146	840,0	521
146	840,0	145	840,0	521
147	840,0	148	840,0	475
148	840,0	147	840,0	475
149	840,0	151	840,0	553
150	840,0	151	840,0	372
151	840,0	150	840,0	372
152	840,0	153	840,0	356
153	840,0	152	840,0	356
154	840,0	155	840,0	362
155	840,0	154	840,0	362
156	840,0	157	840,0	733
157	840,0	158	840,0	331
158	840,0	157	840,0	331
159	840,0	158	840,0	475
160	840,0	161	840,0	441
161	840,0	187	840,0	430
162	840,0	185	840,0	593
163	840,0	164	840,0	372
164	840,0	163	840,0	372
165	840,0	164	840,0	454
166	840,0	167	840,0	540
167	840,0	168	840,0	369
168	840,0	167	840,0	369
169	840,0	170	840,0	391
170	840,0	169	840,0	391
171	840,0	172	840,0	350
172	840,0	171	840,0	350
173	840,0	174	840,3	364
174	840,3	173	840,0	364
175	843,0	176	843,3	263
176	843,3	175	843,0	263
177	842,2	178	841,9	384
178	841,9	177	842,2	384
179	840,8	178	841,9	480
180	840,0	174	840,3	552
181	840,0	183	840,0	347
182	840,0	184	840,0	355
183	840,0	181	840,0	347
184	840,0	182	840,0	355
185	840,0	186	840,0	385
186	840,0	185	840,0	385
187	840,0	161	840,0	430
188	840,0	190	840,0	384
189	840,0	191	840,0	307

Continúa en la siguiente página...

PARK - Distancias AG

Cálculo: PARK CON TODOS PARQUES VECINOS

...continúa desde la página anterior

Z	AG más cercano	Z	Distancia horizontal	Distancia diámetros de rotor
[m]	[m]	[m]	[m]	
190	840,0	188	840,0	384
191	840,0	189	840,0	307
192	840,0	193	840,0	404
193	840,0	194	840,0	396
194	840,0	195	840,0	389
195	840,0	194	840,0	389
196	840,0	197	840,0	343
197	840,0	196	840,0	343
198	840,0	199	840,0	376
199	840,0	198	840,0	376
200	840,0	197	840,0	394
201	840,0	199	840,0	399
202	840,0	200	840,0	396
203	840,0	201	840,0	402
204	840,0	202	840,0	399
205	840,0	204	840,0	399
206	840,0	207	840,0	585
207	840,0	198	840,0	541
208	840,0	209	840,0	393
209	840,0	211	840,0	381
210	840,0	209	840,0	668
211	840,0	209	840,0	381
212	840,0	211	840,0	477
213	840,0	214	840,0	318
214	840,0	213	840,0	318
215	840,0	216	840,0	589
216	840,0	217	840,0	488
217	840,0	219	840,0	390
218	840,0	219	840,0	397
219	840,0	217	840,0	390
220	840,0	222	840,0	436
221	840,0	223	840,0	496
222	840,0	224	840,0	423
223	840,0	225	840,0	431
224	840,0	222	840,0	423
225	840,0	226	839,8	425
226	839,8	225	840,0	425
227	840,0	228	840,0	426
228	840,0	229	837,1	401
229	837,1	228	840,0	401
230	840,0	226	839,8	505
231	840,0	232	840,0	522
232	840,0	231	840,0	522
233	840,0	234	840,0	412
234	840,0	233	840,0	412
235	840,0	234	840,0	415
236	840,0	237	840,0	415
237	840,0	236	840,0	415
238	840,0	239	838,0	488
239	838,0	238	840,0	488
240	847,9	241	848,0	523
241	848,0	240	847,9	523
242	847,9	243	846,7	394
243	846,7	242	847,9	394
244	847,5	245	846,3	371
245	846,3	244	847,5	371
246	847,1	247	848,7	399
247	848,7	250	850,0	397
248	845,3	249	842,9	395
249	842,9	248	845,3	395
250	850,0	247	848,7	397
251	846,5	250	850,0	415
252	830,0	253	830,0	392

Continúa en la siguiente página...

Proyecto:

Usuario con licencia:

Ignis Desarrollo S.L.
C/ Cardenal Marcelo Spinola, 8, 1º Izq
ES-28016 Madrid
+34910059775
Luis Lozano / luis.lozano@ignis.es
Calculado:
20/03/2024 0:49/3.6.366

PARK - Distancias AG

Cálculo: PARK CON TODOS PARQUES VECINOS

...continúa desde la página anterior

Z		AG más cercano		Z	Distancia horizontal	Distancia diámetros de rotor
[m]		[m]			[m]	
253	830,0	252	830,0		392	4,4
254	830,0	253	830,0		404	4,5
255	830,0	256	830,0		375	4,2
256	830,0	257	820,5		336	3,7
257	820,5	256	830,0		336	3,7
Mín	734,3		735,2		257	2,7
Máx	850,0		850,0		1.127	12,5

PARK - AEP con variación temporal

Cálculo: PARK CON TODOS PARQUES VECINOS

Parque eólico: 66,0 MW basado en 10 aerogeneradores con 6,6 MW (en promedio).

Selección: Todos los nuevos AGs

Rendimiento promedio calculado por mes y hora [MWh]. El resultado incluye pérdidas por estela y cualquier pérdida por reducción.

Los valores están escalados a un año completo, consulte los factores de corrección en la página principal de resultados.

Horas/Mes [MWh]	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	El total
0	818	841	1.024	875	866	889	1.105	1.051	859	828	842	778	10.777
1	811	825	996	837	811	842	1.060	1.005	824	804	823	764	10.403
2	788	798	966	797	762	794	1.003	959	784	776	824	746	9.998
3	764	767	941	759	719	752	947	896	740	748	803	734	9.569
4	749	733	899	721	682	704	891	831	700	725	779	723	9.138
5	730	724	873	682	650	672	834	783	644	702	751	717	8.762
6	716	711	841	642	603	638	774	720	604	675	732	716	8.371
7	717	692	822	622	526	519	659	660	580	670	729	711	7.905
8	718	678	795	528	343	318	389	469	517	659	716	707	6.837
9	716	655	662	387	282	251	271	303	357	580	699	708	5.871
10	663	561	547	371	274	230	224	269	286	467	612	671	5.175
11	566	487	537	386	280	231	207	236	276	448	538	574	4.765
12	537	490	565	415	310	258	212	241	274	465	537	524	4.826
13	537	506	604	453	342	299	243	272	289	486	573	514	5.119
14	576	530	645	506	400	337	286	317	315	507	600	531	5.549
15	597	557	704	560	454	422	351	384	346	542	620	541	6.077
16	609	584	739	604	498	472	414	431	377	555	650	560	6.495
17	632	611	770	625	544	514	477	499	422	579	671	591	6.935
18	697	642	797	638	595	569	529	557	482	618	752	678	7.553
19	777	740	867	672	653	627	608	637	592	707	818	737	8.435
20	828	821	979	794	763	732	834	836	764	792	867	765	9.776
21	849	874	1.043	896	905	925	1.100	1.051	861	842	874	784	11.005
22	845	867	1.063	926	964	993	1.200	1.121	901	860	862	792	11.392
23	834	852	1.047	901	938	954	1.180	1.097	887	848	846	779	11.162
El total	17.075	16.544	19.725	15.596	14.166	13.940	15.800	15.625	13.682	15.881	17.518	16.344	191.896

Horas/Mes [MW]	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	El total
0	26,4	30,0	33,0	29,2	27,9	29,6	35,6	33,9	28,6	26,7	28,1	25,1	29,5
1	26,2	29,5	32,1	27,9	26,2	28,1	34,2	32,4	27,5	25,9	27,4	24,6	28,5
2	25,4	28,5	31,2	26,6	24,6	26,5	32,4	30,9	26,1	25,0	27,5	24,1	27,4
3	24,6	27,4	30,3	25,3	23,2	25,1	30,6	28,9	24,7	24,1	26,8	23,7	26,2
4	24,2	26,2	29,0	24,0	22,0	23,5	28,7	26,8	23,3	23,4	26,0	23,3	25,0
5	23,5	25,8	28,1	22,7	21,0	22,4	26,9	25,3	21,5	22,6	25,0	23,1	24,0
6	23,1	25,4	27,1	21,4	19,5	21,3	25,0	23,2	20,1	21,8	24,4	23,1	22,9
7	23,1	24,7	26,5	20,7	17,0	17,3	21,2	21,3	19,3	21,6	24,3	22,9	21,7
8	23,2	24,2	25,6	17,6	11,1	10,6	12,6	15,1	17,2	21,2	23,9	22,8	18,7
9	23,1	23,4	21,3	12,9	9,1	8,4	8,7	9,8	11,9	18,7	23,3	22,8	16,1
10	21,4	20,0	17,7	12,4	8,8	7,7	7,2	8,7	9,5	15,1	20,4	21,6	14,2
11	18,3	17,4	17,3	12,9	9,0	7,7	6,7	7,6	9,2	14,4	17,9	18,5	13,1
12	17,3	17,5	18,2	13,8	10,0	8,6	6,8	7,8	9,1	15,0	17,9	16,9	13,2
13	17,3	18,1	19,5	15,1	11,0	10,0	7,9	8,8	9,6	15,7	19,1	16,6	14,0
14	18,6	18,9	20,8	16,9	12,9	11,2	9,2	10,2	10,5	16,3	20,0	17,1	15,2
15	19,2	19,9	22,7	18,7	14,6	14,1	11,3	12,4	11,5	17,5	20,7	17,4	16,7
16	19,6	20,9	23,8	20,1	16,1	15,7	13,4	13,9	12,6	17,9	21,7	18,1	17,8
17	20,4	21,8	24,8	20,8	17,6	17,1	15,4	16,1	14,1	18,7	22,4	19,1	19,0
18	22,5	22,9	25,7	21,3	19,2	19,0	17,1	18,0	16,1	19,9	25,1	21,9	20,7
19	25,1	26,4	28,0	22,4	21,1	20,9	19,6	20,6	19,7	22,8	27,3	23,8	23,1
20	26,7	29,3	31,6	26,5	24,6	24,4	26,9	27,0	25,5	25,5	28,9	24,7	26,8
21	27,4	31,2	33,6	29,9	29,2	30,8	35,5	33,9	28,7	27,2	29,1	25,3	30,1
22	27,3	30,9	34,3	30,9	31,1	33,1	38,7	36,2	30,0	27,8	28,7	25,5	31,2
23	26,9	30,4	33,8	30,0	30,3	31,8	38,1	35,4	29,6	27,3	28,2	25,1	30,6
El total	23,0	24,6	26,5	21,7	19,0	19,4	21,2	21,0	19,0	21,3	24,3	22,0	21,9

PARK - AEP con variación temporal

Cálculo: PARK CON TODOS PARQUES VECINOS

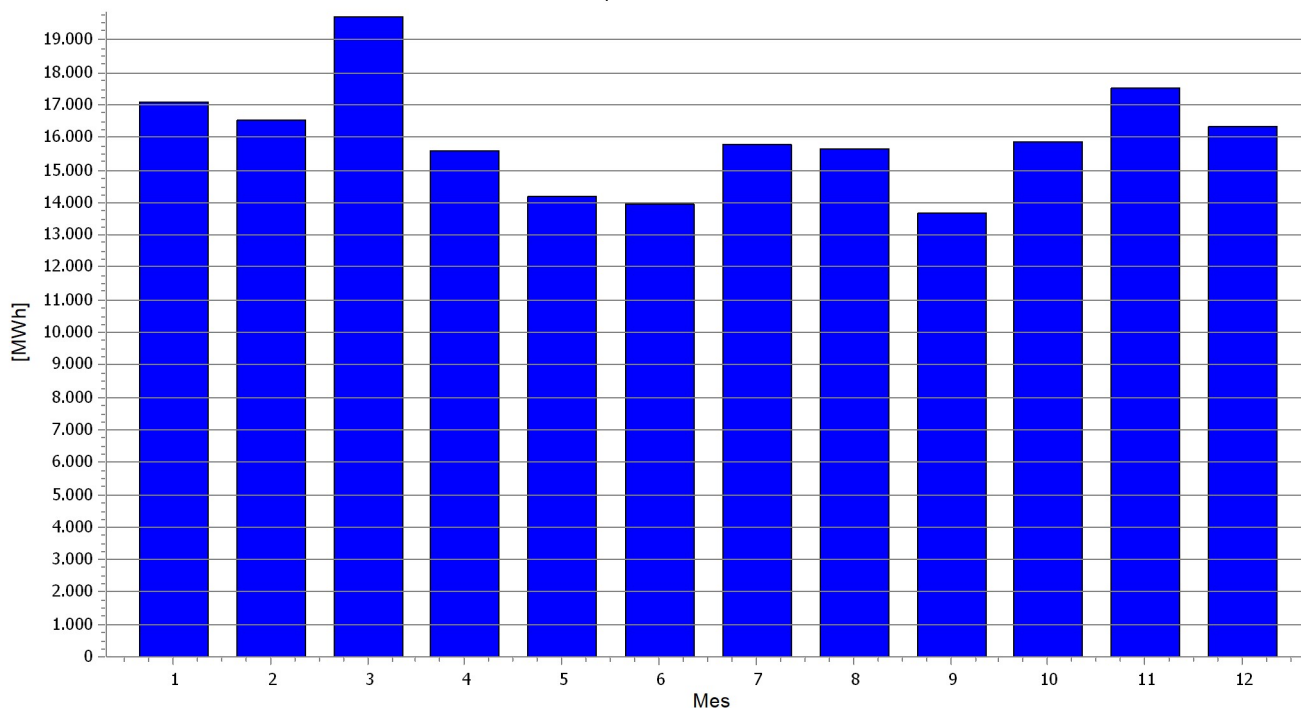
Parque eólico: 66,0 MW basado en 10 aerogeneradores con 6,6 MW (en promedio).

Selección: Todos los nuevos AGs

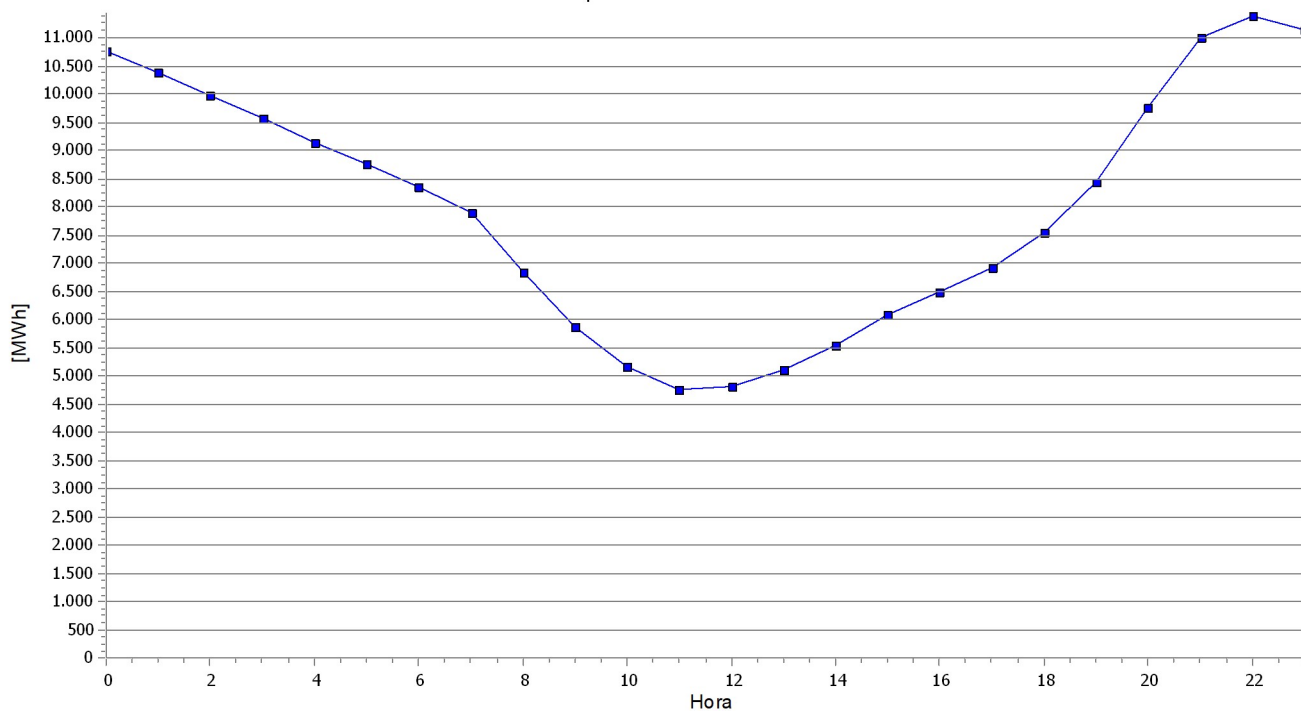
Rendimiento promedio calculado por mes y hora [MWh]. El resultado incluye pérdidas por estela y cualquier pérdida por reducción.

Los valores están escalados a un año completo, consulte los factores de corrección en la página principal de resultados.

Aporte mensual



Aporte diario medio



Proyecto:

Usuario con licencia:

Ignis Desarrollo S.L.
C/ Cardenal Marcelo Spinola, 8, 1º Izq
ES-28016 Madrid
+34910059775
Luis Lozano / luis.lozano@ignis.es
Calculado:
20/03/2024 0:49/3.6.366

PARK - AEP con variación temporal

Cálculo: PARK CON TODOS PARQUES VECINOS

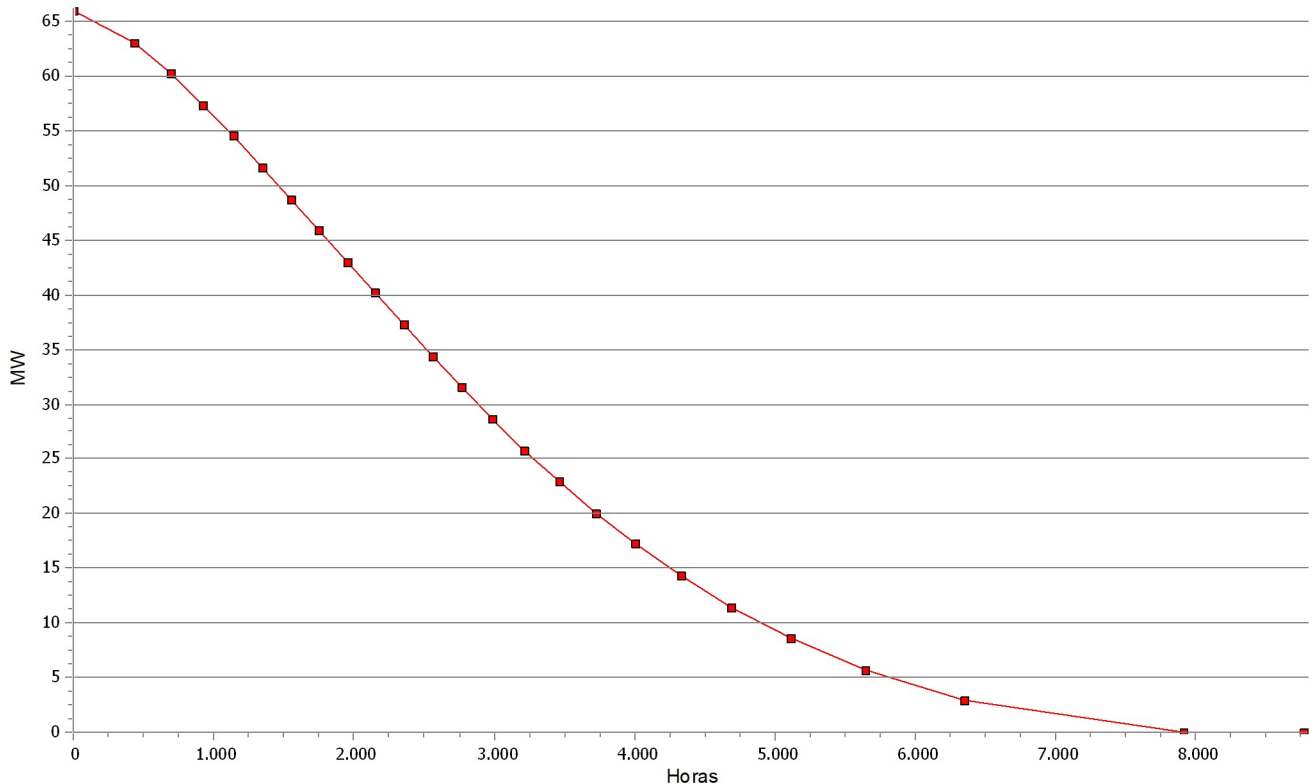
Parque eólico: 66,0 MW basado en 10 aerogeneradores con 6,6 MW (en promedio).

Selección: Todos los nuevos AGs

Rendimiento promedio calculado por mes y hora [MWh]. El resultado incluye pérdidas por estela y cualquier pérdida por reducción.

Horas	Horas [%]	Horas acumulado	Potencia [MW]	Potencia (MW/AG)
1	0,0	1	66,0	6,6
428	4,9	429	63,1 - 66,0	6,3 - 6,6
261	3,0	690	60,3 - 63,1	6,0 - 6,3
232	2,6	922	57,4 - 60,3	5,7 - 6,0
218	2,5	1140	54,5 - 57,4	5,5 - 5,7
206	2,4	1346	51,7 - 54,5	5,2 - 5,5
201	2,3	1548	48,8 - 51,7	4,9 - 5,2
204	2,3	1752	45,9 - 48,8	4,6 - 4,9
199	2,3	1951	43,0 - 45,9	4,3 - 4,6
197	2,2	2148	40,2 - 43,0	4,0 - 4,3
204	2,3	2351	37,3 - 40,2	3,7 - 4,0
206	2,4	2558	34,4 - 37,3	3,4 - 3,7
212	2,4	2770	31,6 - 34,4	3,2 - 3,4
218	2,5	2988	28,7 - 31,6	2,9 - 3,2
228	2,6	3216	25,8 - 28,7	2,6 - 2,9
244	2,8	3459	23,0 - 25,8	2,3 - 2,6
266	3,0	3725	20,1 - 23,0	2,0 - 2,3
282	3,2	4008	17,2 - 20,1	1,7 - 2,0
318	3,6	4325	14,3 - 17,2	1,4 - 1,7
365	4,2	4690	11,5 - 14,3	1,1 - 1,4
425	4,9	5115	8,6 - 11,5	0,9 - 1,1
527	6,0	5642	5,7 - 8,6	0,6 - 0,9
699	8,0	6342	2,9 - 5,7	0,3 - 0,6
1566	17,9	7908	0,0 - 2,9	0,0 - 0,3
858	9,8	8766	0,0	0,0

Curva de duración Parque Eólico 66,0 MW



Proyecto:

Usuario con licencia:

Ignis Desarrollo S.L.
C/ Cardenal Marcelo Spinola, 8, 1º Izq
ES-28016 Madrid
+34910059775
Luis Lozano / luis.lozano@ignis.es
Calculado:
20/03/2024 0:49/3.6.366

PARK - Infor. de escalado

Cálculo: PARK CON TODOS PARQUES VECINOS

Ajustes de Escalador

Nombre	EMD Default Meso Scaler
Escalado de terreno	Meso-scale Data Downscaling
Corrección RIX	No RIX correction
Alt. de desplazamiento	from objects
Modelo de flujo de micro terreno	EMD-WRF N2

Datos del Emplazamiento: EMD-WRF N2

Obstáculos:

Todos los obstáculos utilizados

Rugosidad:

El cálculo usa los siguientes archivos MAP:

C:\...\Eolica - Documentos\VA - VARIOS\TFG_Isabel\RECURSO_EÓLICO\4.WindPRO\CISNESOLAR\exportacion\ROUGHNESSLINE_ONLINEDATA_0.wpo
Min X: 296.937, Max X: 359.516, Min Y: 4.600.232, Max Y: 4.660.080, Anchura: 62.579 m, Altura: 59.847 m

Orografía:

El cálculo usa los siguientes archivos MAP:

C:\...\Eolica - Documentos\VA - VARIOS\TFG_Isabel\RECURSO_EÓLICO\4.WindPRO\CISNESOLAR\exportacion\CONTOURLINE_ONLINEDATA_0.wpo
Min X: 307.640, Max X: 348.978, Min Y: 4.616.088, Max Y: 4.644.164, Anchura: 41.337 m, Altura: 28.076 m

Factor total	1,0000
Offset total	0,0000
Por sector	Núm
Por mes	Núm
Por hora	Núm
Por vel. de viento	Núm

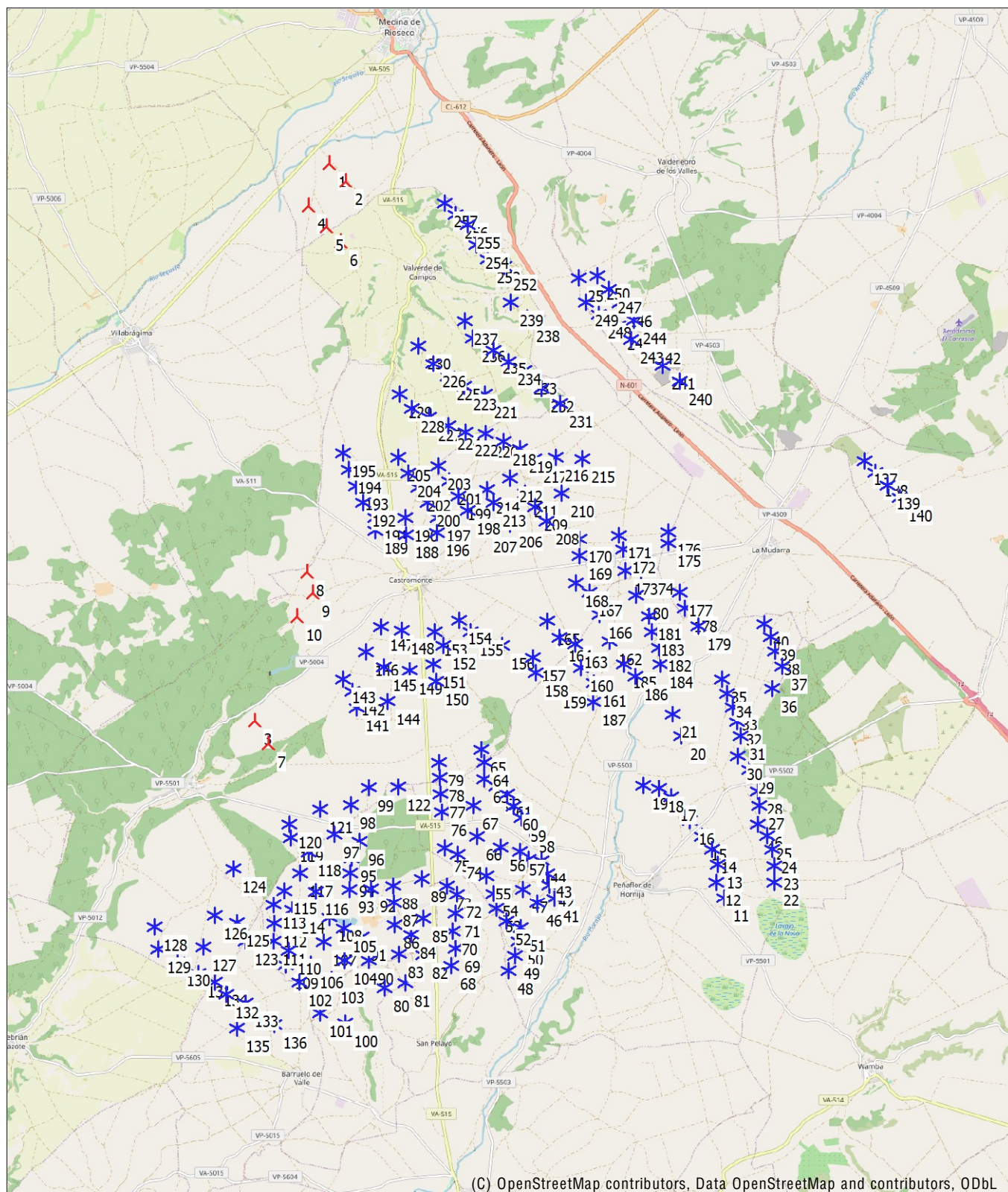
Proyecto:

Usuario con licencia:

Ignis Desarrollo S.L.
C/ Cardenal Marcelo Spinola, 8, 1º Izq
ES-28016 Madrid
+34910059775
Luis Lozano / luis.lozano@ignis.es
Calculado:
20/03/2024 0:49/3.6.366

PARK - Mapa

Cálculo: PARK CON TODOS PARQUES VECINOS



0 2,5 5 7,5 10km

Mapa: EMD OpenStreetMap , Escala de impresión 1:125.000, Centro de mapa UTM (north)-WGS84 Zona: 30 Este: 332.942 Norte: 4.626.331

📍 Nuevo AG ⚙️ AG existente

Se muestran las imágenes para dos Excels utilizados en la corrección de los resultados de WindPro y la generación de las curvas de producción horaria para el distinto número de turbinas. El primer se utilizó para analizar la eficiencia energética de las zonas, mientras que el segundo para calcular las curvas horarias de generación. En el primer Excel, se muestran dos pestañas por número de aerogeneradores: cálculos y resultados. Por otro lado, en el segundo Excel, se realizaron tres pestañas por cada caso: datos brutos, datos corregidos y resultados horario para un año.

[illegible][illegible]

ANEXO IV: MODELO DE HIBRIDACIÓN

Por temas de confidencialidad, el modelo completo no se podrá adjuntar. Sin embargo, a continuación, se muestran la estructura del modelo Excel, por pestañas.

- HOURLY DATA:

Date	Year	Month	Period	PV Res.	Wind 1MW	Wind Res.	Wind Res. 1 WTG	Wind Res. 2 WTG	Wind Res. 3 WTG	Wind Res. 4 WTG	Wind Res. 5 WTG	WTGed
dd/mm/yyyy	yyyy	mm	hh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	#W
2027	9	1	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	1	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	1	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	1	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	1	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	1	7	3,2	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	1	8	11,8	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	1	9	19,8	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	1	10	20,2	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	1	11	20,2	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	1	12	19,9	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	1	13	19,7	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	1	14	20,0	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	1	15	20,2	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	1	16	20,0	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	1	17	18,4	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	1	18	8,8	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	1	19	1,2	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	1	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	1	21	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	1	22	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	1	23	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	2	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	2	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	2	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	2	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	2	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	2	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	2	7	2,7	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	2	8	11,2	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	2	9	15,3	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	2	10	13,2	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	2	11	17,6	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	2	12	18,3	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	2	13	17,2	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	2	14	17,1	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	2	15	17,7	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	2	16	19,7	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	2	17	18,3	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	2	18	8,8	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	2	19	1,1	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	2	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	2	21	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	2	22	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	2	23	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	3	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	3	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	3	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	3	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	3	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	3	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	3	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	3	7	1,8	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	3	8	5,1	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	3	9	9,1	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	3	10	15,2	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	3	11	17,0	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	3	12	5,1	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	3	13	19,4	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	3	14	19,4	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	3	15	17,7	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	3	16	12,5	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	3	17	11,1	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	3	18	5,9	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	9	3	19	0,9	-	-	-	-	-	-	-	-

- HOURLY CALCULATIONS

												Inputs	Units	Values													
												POI	MW		20,2												
												Wind	MW		19,8												
												Solar	MW		25,7												
												Scenario	[]		Base												
												Wind COD	date		01/07/2031												
												Solar COD	date		01/09/2027												
												Wind PPA	€/MWh		55,0												
												Solar PPA	€/MWh		38,0												
												Term	years		10												
												Buyers fracti	%		80%												
												Discount	%		7,7%												
												Wind Scenario	MWh		Wind Res. 3												
												Hourly inflat	%														
Date	Year	Month	Period	PPA Price Wind	PPA Price PV	Wind	PV	POI	Wind Gen	PV Gen	Ren Gen	Market Wind	Market PV	Market Ren	Wind PPA adj	PV PPA adj	Ren PPA adj	Wind Rev	PV Rev	Total Ren Rev	Wind GoOs	PV GoOs	Ren GoOs	Losses	Losses Cost		
dd/mm/yyyy	yyyy	mm	hh	€/MWh	€/MWh	MW	MW	MW	MW	MW	MW	€	€	€	€	€	€	€	€	€	MWh	MWh	MWh	MW	€		
01/09/2027	2027	9	24	-	38,0	-	-	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
01/09/2027	2027	9	1	-	38,0	-	-	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
01/09/2027	2027	9	2	-	38,0	-	-	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
01/09/2027	2027	9	3	-	38,0	-	-	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
01/09/2027	2027	9	4	-	38,0	-	-	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
01/09/2027	2027	9	5	-	38,0	-	-	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		

Year	Disc	Market Price	Price with ir	Wind Gen	PV Gen	Ren Gen	Market Wind	Market PV	Market Ren	Wind PPA adj	PV PPA adj	Ren PPA adj	Wind Rev	PV Rev	Total Ren Rev	Wind Cap. Rate	Solar Cap. Rate	Ren Cap. Rate	Wind GoOs	PV GoOs	Ren GoOs	Losses	Losses Cost	
yyyy	□	€/MWh	€/MWh	MW	MW	MW	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	MWh	MWh	MWh	MW	€	
2027		1,0	74,8	74,8	-	11.426	-	538.608	538.608	-	(83.526)	(83.526)	-	455.083	455.083	-	-	-	39,8	-	2.285	2.285	-	-

- SIMPLE HYBRID

Inputs				Units	Values										
Capacity POI	MW				20,2										
Capacity Wind	MW				19,8										
Capacity Solar	MWp				25,7										
CAPEX Wind	k€/MW				1.200										
CAPEX Wind intercon	k€				1.980										
CAPEX Solar	k€/MW				525										
CAPEX Solar intercon	k€				3.389										
CAPEX shared Interconnection	k€				339										
OPEX Wind	k€/MW				35,0										
OPEX Solar	k€/MW				22,0										
OPEX Interconnection	k€				10,2										
Market Scenario	[]				Base										
Wind COD	date				01/07/2031										
Solar COD	date				01/09/2027										
Wind PPA	€/MWh				55,0										
Solar PPA	€/MWh				38,0										
Term	years				10										
Buyers fraction	%				80%										
GoOs Price 2027	€/MWh				2,5										
GoOs Price 2028	€/MWh				2,6										
GoOs Price 2029-2060	€/MWh				2,6										
Wind Scenario	MWh				Wind Res. 3 WTG										
Insert wind capacity	MW				19,8										
Inflation	%				2%										
Taxes	%				25%										
Leverage	%				70%										
Interest Rate	%				6%										
Target Equity IRR	%				15%										
WACC	%				7,7%										

Inputs				Units	Values	-	1	2	3	4	5	6
Timeline	years				2026	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Operation Flag Wind	Flag				30,0	-	-	-	-	-	50%	100%
Operation Flag Solar	Flag				30,0	-	33%	100%	100%	100%	100%	100%
Electricity Prices	€/MWh						75	68	72	76	77	73
Electricity Gen	GWh						11	49	48	48	75	98
GoOs Gen	GWh						2	10	10	10	14	18
Electricity Rev	k€						455	1.911	1.926	1.948	3.465	4.621
GoOs Rev	k€						6	25	25	25	37	47
Capex Wind	k€								5.940	13.860	5.940	
Capex Solar	k€					8.096	8.786					
Capex Interconnection	k€									339		
Amortization Wind	k€				-		-	-	-	-	429	858
Amortization Solar	k€				-		188	563	563	563	563	563
Amortization Interconnection	k€				-		-	-	-	-	6	11
OPEX Wind	k€						-	-	-	-	383	780
OPEX Solar	k€						192	588	600	612	624	637
OPEX interconnection	k€						-	-	-	-	11	11
Total REV	k€					-	461	1.936	1.951	1.973	3.502	4.668
Total CAPEX	k€					8.096	8.786	-	5.940	14.199	5.940	-
Total Amortization	k€					-	188	563	563	563	997	1.432
Total OPEX	k€					-	192	588	600	612	1.018	1.429
Discount	%				7,7%	1,0	1,1	1,2	1,2	1,3	1,4	1,6
UFCF	k€				4,6%	(8.096)	(8.537)	1.152	(4.786)	(13.037)	(3.828)	2.788
Net Income	k€					-	61	589	592	599	1.115	1.356
NPV	k€				(9.779)	(8.096)	(7.931)	994	(3.836)	(9.708)	(2.648)	1.791
Payback	years				20	-	-	-	-	-	-	-
Negative result check	[]				1	-	-	-	-	-	-	-

- SIMPLE SOLAR

Inputs	Units	Values	Inputs	Units	Values	-	1	2	3
Capacity Solar	MWp	25,7	Timeline	years	2026	2026	2027	2028	2029
CAPEX Solar	k€/MW	525	Operation Flag Solar	Flag		-	33%	100%	100%
CAPEX Solar intercon	k€	3.389	Electricity Prices	€/MWh		#[REF!]			
OPEX Solar	k€/MW	22,0	Electricity Gen total	GWh				49	48
Market Scenario	[]	Base	GoOs Gen	GWh				2	10
Solar COD	date	01/09/2027	Electricity Rev	k€				455	1.911
PPA price	€/MWh	38,0	GoOs Rev	k€				6	25
GoOs Price 2027	€/MWh	2,5	Capex Solar	k€		5.397	11.484		
GoOs Price 2028	€/MWh	2,6	Amortization Solar	k€		188		563	563
GoOs Price 2029-2060	€/MWh	2,6	OPEX Solar	k€			192	588	600
Inflation	%	2%	Total REV	k€		-	461	1.936	1.951
Taxes	%	25%	Total CAPEX	k€		5.397	11.484	-	-
Leverage	%	70%	Total Amortization	k€		-	188	563	563
Interest Rate	%	6%	Total OPEX	k€		-	192	588	600
Target Equity IRR	%	15%	Discount	%	7,7%		1,0	1,1	1,2
WACC	%	7,7%	UFCF	k€	1,7%	(5.397)	(11.236)	1.152	1.154
			Net Income	k€		-	61	589	592
			NPV	k€	(6.719)	(5.397)	(10.437)	994	925
			Payback	years	22	-	-	-	-
			Negative result check	[]	10	-	-	-	-

Output	Units	Value
UIRR	%	1,7%
NPV	k€	(6.719)
NPV	k€/MW	(261,4)
LCOE	€/MWh	59,8
Captured price	€/MWh	34
Delta	€/MWh	-25,9

- SIMPLE WIND

Inputs			Units	Values	123															
Capacity Wind			MW		19,8	Timeline			years	2026	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033		
CAPEX Wind			k€/MW		1.200	Operation Flag Wind			Flag			-	-	-	-	50%	100%	100%		
CAPEX Wind intercon			k€		2.319	Electricity Prices			€/MWh			# REF								
OPEX Wind			k€/MW		35,0	Electricity Gen			GWh			-	-	-	-	27	49	49		
Market Scenario			[]	Base		GoOs Gen			GWh			-	-	-	-	5	10	10		
Wind COD			date	01/07/2031		Electricity Rev			k€			-	-	-	-	1.660	2.989	2.962		
PPA price			€/MWh		55	GoOs Rev			k€			-	-	-	-	14	26	26		
GoOs Price 2027			€/MWh		2,5	Capex Wind			k€					5.940	14.199	5.940				
GoOs Price 2028			€/MWh		2,6	Amortization Wind			k€							435	869	869		
GoOs Price 2029-2060			€/MWh		2,6	OPEX Wind			k€					-	-	383	780	796		
Inflation			%		2%	Total REV			k€			-	-	-	-	1.674	3.015	2.988		
Taxes			%		25%	Total CAPEX			k€			-	-	-	5.940	14.199	5.940	-		
Leverage			%		70%	Total Amortization			k€			-	-	-	-	435	869	869		
Interest Rate			%		6%	Total OPEX			k€			-	-	-	-	383	780	796		
Target Equity IRR			%		15%	Discount			%			7,7%	1,0	1,1	1,2	1,2	1,3	1,4	1,6	1,7
WACC			%		7,7%	UFCF			k€			6,2%	-	-	-	(5.940)	(14.199)	(4.863)	1.893	1.861
						Net Income			k€				-	-	-	-	642	1.024	992	
						NPV			k€			(2.851)	-	-	-	(4.762)	(10.573)	(3.364)	1.216	1.111
						Payback			years			15	-	-	-	-	-	-	-	-
						Negative result check			[]			1	-	-	-	-	-	-	-	-
Output			Units	Values																
UIRR			%		6,2%															
NPV			k€		(2.851)															
NPV			k€/MW		(144,0)															
LCOE			€/MWh		76,1															

- SENSITIVITY ANALYSIS

