



**Universidad
Europea**

UNIVERSIDAD EUROPEA DE MADRID

ESCUELA DE ARQUITECTURA, INGENIERÍA Y DISEÑO

ÁREA INGENIERÍA INDUSTRIAL

**MÁSTER UNIVERSITARIO EN
INGENIERÍA INDUSTRIAL**

**TRABAJO FIN DE MÁSTER
PROYECTO DE PLANTA SOLAR
FOTOVOLTAICA EN TOLEDO**

Alumno: D^a. CLAUDIA DELGADO ELVIRA

Director: D. LUIS PEREZAGUA PÉREZ

JULIO 2023

TÍTULO: Proyecto de planta solar fotovoltaica en Toledo.

AUTOR: Claudia Delgado Elvira.

DIRECTOR DEL PROYECTO: Luis Perezagua Pérez.

FECHA: 21 de Julio de 2023.

RESUMEN

El ámbito de las energías renovables es de vital importancia actualmente, por lo que su necesidad es la base de la elección del tema de este proyecto. Se aborda en el diseño de una planta solar fotovoltaica de 59.48 MWp el municipio de Caudilla, que se encuentra en la provincia de Toledo.

Para comenzar el proyecto se realiza un estudio de las condiciones del terreno, limitando el área bruta y útil del mismo, se definen las limitaciones de potencia que vamos a tener en la planta fotovoltaica debido a su conexión en la subestación y también quedan definidos los equipos definitivos para el estudio de este proyecto.

Con estas limitaciones y selecciones se estudiarán las conexiones entre módulos y seguidamente de los inversores, teniendo en cuenta las características de la estructura seleccionada, con 87482 módulos totales de 680 Wp y 166 inversores de 330 kVA. Una vez obtenidos los valores, se definirán los espaciados que debe haber entre los distintos equipos para evitar pérdidas mayores, 6.7m de pitch; y alcanzando de este modo la configuración de la planta definitiva.

Esta configuración será la que más adelante se simulará y gracias a la cual se obtendrán los valores de salida realizando un estudio detallado de pérdidas, permitiendo alcanzar el conocimiento de qué sucede en la planta y realmente qué afecta al estudio.

Por último, se hace frente a un presupuesto estimado con precios típicos de la tecnología de estudio, que permitirá obtener como resultado tanto el precio del presupuesto de la planta solar como el valor del coste nivelado de la energía, siendo este de 51.44€/MWh.

Palabras clave: Energías renovables, planta solar fotovoltaica, simulación PV Syst, eficiencia.

ABSTRACT

The field of renewable energies is of vital importance nowadays, so its necessity is the basis for the topic choice of this project. The design of a 59.48 MWp photovoltaic solar plant in the municipality of Caudilla, which is located in the province of Toledo.

To begin the project, a study of the conditions of the land is made, limiting the gross and useful area afterwards, the power limitations that we are going to have in the photovoltaic plant due to its connection to the substation are defined and the definitive equipment for the study of this project is also defined.

With these limitations and selections, the connections between modules and then the inverters will be studied, taking into account the characteristics of the selected structure, with a quantity of 87482 total modules of 680 Wp and 166 inverters of 330 kVA. Once the values have been obtained, the spacing between the different equipment will be defined in order to avoid major losses, in particular the pitch parameter value of 6.7m, thus achieving the definitive plant configuration.

This configuration will be the one that will be simulated later and thanks to which the output values will be obtained by carrying out a detailed study of losses, allowing us to gain knowledge of what is happening in the plant and what really affects the study.

Finally, an estimated budget with typical prices for the technology under study is used to obtain both the budget price of the solar plant and the value of the levelised cost of energy, which is 51.44 €/MWh.

Key words: Renewable energies, solar photovoltaic plant, PV Syst simulation, efficiency.

ÍNDICE

RESUMEN	3
ABSTRACT	4
ÍNDICE.....	5
Capítulo 1. INTRODUCCIÓN.....	10
1.1 Planteamiento del problema	10
1.2 Objetivos del proyecto.....	11
1.3 Estructura del proyecto.....	12
Capítulo 2. MEMORIA.....	14
2.1 Alcance	14
2.2 Antecedentes.....	15
2.2.1 Energía solar	16
2.2.2 Tipos de energía solar.....	17
2.2.2.1 Energía solar fotovoltaica.....	17
2.2.2.2 Energía solar térmica.....	18
2.2.2.3 Energía solar pasiva	19
2.2.3 Principales componentes energía solar fotovoltaica.....	19
2.2.3.1 Módulo solar	19
2.2.3.2 Mercado actual de módulos solares fotovoltaicos.....	21
2.2.3.3 Inversores	21
2.2.3.3.1 Inversor centralizado.....	22
2.2.3.3.2 Inversor de string	22
2.2.3.3.3 MPPT.....	23
2.2.3.4 Estructura	23
2.2.3.4.1 Estructura fija.....	24
2.2.3.4.2 Seguidor solar	24
2.2.3.4.3 Estructura flotante.....	25
2.2.3.5 Transformador.....	26
2.3 Energía solar en el marco europeo y español	27
2.3.1 Energía solar en España.....	29
2.3.2 Transición energética a nivel mundial.....	30

2.4	Disposiciones legales y normas aplicadas	32
2.5	Requisitos de diseño.	34
2.5.1	Emplazamiento del proyecto.	34
2.5.2	Estudio de pendientes del emplazamiento seleccionado.	36
2.5.3	Equipos definidos	38
2.5.3.1	Módulo solar fotovoltaico.	38
2.5.3.2	Inversor.....	39
2.5.3.3	Estructura	40
2.5.4	Descripción del proyecto.	41
2.5.5	Sobredimensionamiento (DC/AC)	42
2.5.6	Cálculo de número de módulos por string.....	44
2.5.6.1	Número máximo de módulos por string.....	44
2.5.6.2	Número mínimo de módulos por string.	47
2.5.7	Dimensiones del tracker seleccionado.....	48
2.5.8	Dimensionamiento de número de inversores.....	49
2.5.9	Definición de potencia DC preliminar.....	50
2.5.10	Pitch.....	51
2.5.10.1	Cálculo del pitch.....	51
2.5.11	Área implantación fotovoltaica.	54
2.5.12	Número de módulos totales preliminares.	55
2.5.13	Número de strings.....	55
2.5.14	Corrección número de módulos totales de la planta.....	56
2.5.15	Corrección potencia DC (MW) de la planta.....	56
2.5.16	Número de estructuras.	56
2.5.17	Corrección área útil definitiva.	57
2.5.18	Configuración definitiva.....	58
2.6	Programa de simulación.	59
2.7	SolarGIS	60
2.8	Meteonorm	62
2.9	Definición de la planta en PV Syst.....	63
2.10	Cálculo de pérdidas	65
2.10.1	Pérdidas por factor de temperatura.....	65
2.10.2	Pérdidas de cableado	66
2.10.3	Pérdidas del transformador.....	67
2.10.4	Pérdidas en la línea de media tensión.....	68

2.10.5	Resumen pérdidas óhmicas en PV Syst.....	68
2.10.6	Calidad del módulo.....	69
2.10.7	Pérdida LID	69
2.10.8	Pérdidas por mismatch	69
2.10.9	Resumen pérdidas del módulo, LID, mismatch.	70
2.10.10	Pérdidas por suciedad	71
2.10.11	Pérdidas por IAM.....	71
2.10.12	Pérdidas por sombras	72
2.10.12.1	Pérdidas por sombras lejanas	72
2.10.12.2	Pérdidas cercanas	72
2.10.13	Factor de potencia.	73
2.10.14	Indisponibilidad de la red	73
2.11	Desarrollo de los resultados obtenidos en simulación PV Syst.....	74
2.11.1	Diagrama de pérdidas.	75
2.11.2	Detalle de pérdidas de simulación.	76
2.11.2.1	Pérdidas que se producen antes de llegar a la célula del módulo.....	76
2.11.2.2	Pérdidas en el módulo solar.	77
2.11.2.3	Pérdidas en el inversor	78
2.11.2.4	Después del inversor.	78
2.12	Reducción de recursos de combustibles fósiles y prevención de la contaminación.....	79
Capítulo 3.	PRESUPUESTO ESTIMADO.....	81
3.1	Operación y mantenimiento.	82
3.2	Levelized Cost Of Energy (LCOE).	83
Capítulo 4.	CONCLUSIONES Y FUTURAS LÍNEAS DE TRABAJO	86
Capítulo 5.	BIBLIOGRAFÍA	87
Capítulo 6.	ANEXOS	97
6.1	Datasheet módulo solar Vertex N 680 W.....	98
6.2	Datasheet inversor SUN2000-330KTL-H1	100
6.3	Datasheet del tracker STI Norland.	102
6.4	Tabla meteo horaria.	104
6.5	Reporte simulación PV Syst.	105

Índice de Ilustraciones

Ilustración 1. Tipos de radiación. Fuente: Hogarsense.....	17
Ilustración 2. Partes de un panel solar. Fuente: Área tecnología.....	20
Ilustración 3. Diagrama de plantas de energía solar. Fuente: Future Green Battery.....	21
Ilustración 4. Diagrama de planta solar con inversor central. Fuente: Aros solar.....	22
Ilustración 5. Diagrama de planta solar con inversor de string. Fuente: Aros solar.....	22
Ilustración 6. Estructura fija. Fuente: Solarix.....	24
Ilustración 7. Seguidor solar de un solo eje. Fuente: PV Hardware.....	24
Ilustración 8. Seguidor solar a 2 ejes. Fuente: ArchiExpo.	25
Ilustración 9. Estructura flotante. Fuente: Intergia.	25
Ilustración 10. Mapa parcelas. Fuente: SIGPAC Nacional.	34
Ilustración 11. Ubicación de emplazamiento con respecto de subestación eléctrica. Fuente: Google Earth.....	35
Ilustración 12. Footprint terreno planta solar del proyecto. Fuente: USGS Earth Explorer	36
Ilustración 13. Pendientes EW. Fuente: Elaboración propia.	36
Ilustración 14. Pendientes NS. Fuente: Elaboración propia.	37
Ilustración 15. Módulo solar Vertex N. Fuente: Trina Solar.....	38
Ilustración 16. Inversor SUN2000330KTL-H1. Fuente: Huawei Technologies.....	39
Ilustración 17. Tracker STI Norland STI H250. Fuente: Array Technologies.....	40
Ilustración 18. Definición de pitch. Fuente: PV Row Spacing calculator.....	51
Ilustración 19. Esquema altura obstáculo. Fuente: Tecnosol.	52
Ilustración 20. Mapa de datos meteorológicos. Fuente: SolarGIS.	60
Ilustración 21. Ventana software Meteonorm. Fuente: Meteonorm.....	62
Ilustración 22. Horizonte topográfico del proyecto. Fuente: Meteonorm.	62
Ilustración 23. Selección de método de simulación. Fuente: PV Syst.	63
Ilustración 24. Ventana Orientación. Fuente: PV Syst.....	63
Ilustración 25. Ventana del sistema. Fuente: PV Syst.....	64
Ilustración 26. Cableado planta solar con inversor string. Fuente:Elaboración propia..	66
Ilustración 27. Ventana pérdidas óhmicas. Fuente: PV Syst.....	68
Ilustración 28. Ventana herramienta del comportamiento del string. Fuente: PV Syst..	70
Ilustración 29. Ventana PV Syst pérdidas módulo, LID, mismatch. Fuente: PV Syst...	70
Ilustración 30. Ventana Far Shadings. Fuente: PV Syst.....	72
Ilustración 31. Ventana de near shadings. Fuente: PV Syst.	72
Ilustración 32. Diagrama de pérdidas de la simulación. Fuente: PV Syst.....	75
Ilustración 33. Zoom diagrama de pérdidas antes del módulo solar. Fuente: PV Syst. .	76
Ilustración 34. Zoom diagrama de pérdidas en el módulo solar. Fuente: PV Syst.....	77
Ilustración 35. Zoom diagrama de pérdidas en el inversor. Fuente: PV Syst.....	78
Ilustración 36. Zoom diagrama de pérdidas a la salida del inversor. Fuente: PV Syst. .	78

Índice de Gráficas

Gráfica 1. Estructura de generación por tecnologías en España en el mes de abril de 2023. Fuente: REE.....	27
Gráfica 2. Evolución de la generación renovable y no renovable en España. Fuente: REE.	28
Gráfica 3. Principales magnitudes de la estrategia. Fuente: Ministerio para la transición ecológica y reto demográfico.	31
Gráfica 4. Efecto clipping. Fuente: Salvis-e.....	42
Gráfica 5. Producción normalizada. Fuente: PV Syst.	74

Índice de Tablas

Tabla 1. Datos eléctricos Módulo Vertex N 680 W. Fuente: Trina Solar.	38
Tabla 2. Características del inversor SUN2000-330KTL-H1. Fuente: Huawei Technologies.....	39
Tabla 3. Intensidades admisibles máximas en régimen permanente. Fuente: Endesa Distribución.	41
Tabla 4. Resumen potencias de la configuración de la planta.	50
Tabla 5. Datos meteorológicos mensuales. Fuente: SolarGIS.....	60
Tabla 6. Factores de emisión de GEI. Fuente: Red Eléctrica España.	79
Tabla 7. Emisiones de CO2 equivalente evitadas con la planta solar fotovoltaica con respecto de diferentes tecnologías. Fuente: Elaboración propia.....	80
Tabla 8. Presupuesto estimado. Fuente: Elaboración propia.....	81
Tabla 9. Resultados estimados anuales proyecto para 30 años. Fuente: Elaboración propia.	84

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 Planteamiento del problema

En la actualidad, la energía demandada y el consumo de energía por la población crece de manera exponencial. Este crecimiento constante y rápido genera una mayor cantidad de gases contaminantes que provocan el efecto invernadero lo que conlleva la obtención de una mayor huella de carbón. Además, este aumento da pie al sonado cambio climático, es decir un aumento de la temperatura, impactos negativos sobre la salud humana, una modificación en los patrones climáticos tal y como se conocen, una gran pérdida de biodiversidad y también el derretimiento de los polos produciéndose de esta forma el aumento del nivel del mar.

Estas son algunas de las razones por las que en esta memoria se va a diseñar una planta solar fotovoltaica en Toledo, ya que es capaz de generar electricidad de manera sostenible y renovable reduciendo todos estos problemas mencionados previamente y, además, generando una mayor oportunidad laboral en el emplazamiento seleccionado, generando así un mayor desarrollo económico impulsando tanto la innovación como el avance en la tecnología de la energía solar fotovoltaica.

Este problema es el día a día de todo ser humano, su reducción es necesaria y debe de realizarse a una velocidad vertiginosa puesto que la temperatura general de la Tierra sigue aumentando año tras año y se debe fomentar caminos que permitan que ese aumento se estanque o incluso se disminuya.

1.2 Objetivos del proyecto

El objetivo principal de este proyecto es el **aprovechamiento de una zona aparentemente inutilizada** para la proporción de energía limpia y sostenible por medio del diseño de una planta solar fotovoltaica. Con ello se obtendrá energía soporte para las inmediaciones a través de la Red Eléctrica Española y **la reducción de las emisiones de los gases de efecto invernadero**.

Además, se llevará a cabo **un estudio de ingeniería** de todas las partes requeridas para el planteamiento de esta solución, desde los equipos más básicos hasta una simulación para poder demostrar que los cálculos teóricos se pueden llevar perfectamente a la práctica.

Gracias a ese estudio, se realiza una comprensión de los valores obtenidos en este tipo de tecnología, ya no solo un cálculo teórico si no un paso más allá de enriquecerse de parámetros conociendo su utilidad a través de la **simulación** y de la obtención del conocimiento de qué sucede en una planta de estas características.

Uno de los objetivos importantes es el desarrollo de un diseño adecuado y eficiente de la planta, con las características que se van a ir definiendo a lo largo de la memoria, incluyendo la interpretación de factores como la radiación, la energía o el conocimiento de los equipos definidos.

Con la simulación se quiere conseguir un análisis del comportamiento de esta tecnología con las limitaciones definidas para poder alcanzar una evaluación de su propio desempeño antes de implementarse y ejecutarse como proyecto, optimizando también la eficiencia e intentando tener una visión de su éxito a largo plazo, incluso tener la capacidad de alcanzar **una evaluación de los beneficios ambientales**, en este caso se trata la reducción de emisiones de CO₂ que se consiguen al utilizar este tipo de tecnología renovable y no otro tipo de centrales.

Se acompaña de un **estudio económico estimado** de la tecnología descrita en este documento con la obtención tanto del **CAPEX** como del **OPEX** de este proyecto consiguiendo de esta forma una maximización de los beneficios de la planta solar, así como la definición del **coste teórico de la generación de la electricidad** lo que permitirá poder comparar en un futuro la viabilidad del proyecto con respecto a otras tecnologías e incluso frente a diferentes plantas fotovoltaicas.

1.3 Estructura del proyecto

La memoria del proyecto ha de comenzar con la definición del alcance del trabajo en donde se exponen brevemente las pautas a seguir en el proyecto y cuáles son los objetivos principales para obtener con el mismo.

Se incluye de manera resumida los antecedentes de este tipo de tecnología, explicando de qué trata y sus principales componentes, los cuales serán necesarios para la realización del estudio del proyecto.

Abarca también la actualidad en esta energía tanto de manera nacional como europea, conllevando una mayor transición energética y cómo se está realizando hoy en día.

Las disposiciones legales son indispensables para establecer el marco normativo en el que se llevará a cabo el proyecto, es por esto por lo que se incluye en dicha memoria.

Una vez definido todo el marco teórico, legal y actual de la tecnología a estudiar, se disponen los diferentes requisitos de diseño en el que se encuentra tanto el emplazamiento con su estudio de terreno, como todos los equipos y descripción de los mismos seleccionados así como los diferentes cálculos teóricos necesarios para definir el proyecto por completo, creando de este modo un barrido total teórico de la tecnología y del emplazamiento dónde se quiere ubicar la planta solar fotovoltaica de estudio de este proyecto.

Como no se busca únicamente la definición teórica, se va a realizar una simulación de todo lo comentado previamente buscando de este modo unos resultados de estudio que permitan conocer la situación del proyecto y saber cómo está funcionando, lo que permitirá sacar futuras conclusiones de ello y conocer las diferentes líneas de trabajo posteriores para la posible ejecución de esta planta solar. Para ello se hará una definición detallada de todas las pérdidas que van a surgir y cómo se van a estipular, así como la producción y las horas equivalentes obtenidas mediante esta simulación.

Lo interesante de este estudio es que también conlleva una reducción de los recursos de combustibles fósiles, que es el objetivo principal de este trabajo; por lo que añade el ahorro de emisiones de CO₂ una vez se obtienen todos los resultados de la simulación, con una comparativa respecto a otro tipo de centrales de diversas tecnologías,

evidenciando de este modo la factibilidad y eficiencia del proyecto descrito en la memoria.

Además, se ha de plantear un presupuesto preliminar estimado de todo el proyecto, obteniéndose así una visión general del coste de una planta solar fotovoltaica de estas características y los recursos necesarios para ello.

Y, por último, obtener unas conclusiones generales de toda la memoria del proyecto en términos fácilmente comprensibles para conocer si los objetivos del proyecto se cumplen y de qué manera lo hacen.

Capítulo 2. MEMORIA

2.1 Alcance

El alcance de este proyecto **consiste en la construcción de una planta solar fotovoltaica en Caudilla**, cuya ubicación se encuentra **en la provincia de Toledo**. Para ello, es necesario la instalación y puesta en marcha de sistemas solares fotovoltaicos en dicho emplazamiento.

Este estudio **incluye el diseño y cálculo de la infraestructura adecuada** para llevarlo a cabo, es decir, tanto la instalación de equipos como los módulos solares, los inversores, etc. y su posterior interconexión a la red eléctrica nacional.

Todo ello conlleva tanto los **estudios técnicos** mencionados, como la **normativa requerida** para este caso de proyecto y posibles permisos y aprobaciones que se requerirían por parte de las autoridades locales que correspondan al caso.

Para su realización, se utilizará el **software de PV Syst**, en el cual se simulará la planta definida en esta memoria con su correspondiente **estudio de pérdidas** sufridas en el proyecto; con ello se podrá obtener un análisis de la configuración definida.

Se logrará un **presupuesto estimado** tanto de la **inversión inicial** como de los **costes posteriores de operación y mantenimiento** que conllevan este tipo de tecnologías, obteniendo de este modo **el coste nivelado de energía** para el proyecto definido a lo largo de la memoria.

El **objetivo final** consiste en **generar energía limpia y sostenible** para la ubicación en concreto intentando **conseguir reducir la dependencia de combustibles fósiles y la huella de carbono**, así como **dar un uso a dicho emplazamiento**.

2.2 Antecedentes

Es sabido del crecimiento significativo de necesidad eléctrica por parte de la población y de los altos problemas de salud humana y ambientales que surgen a causa de que dicho crecimiento conlleve el consumo de combustibles fósiles, siendo esta una de las razones por las cuales las energías renovables son fundamentales en la actualidad.

Este consumo de combustibles genera una gran emisión de los gases de efecto invernadero los cuales aceleran el citado cambio climático. Además, también se añade un problema a los ya mencionados, y es que tanto el transporte como la extracción de estos combustibles generan impactos negativos en el medio ambiente y salud humana.

Debido a esto, es una de las razones por las que **las energías renovables** como la solar, la geotérmica, la hidráulica y la eólica tienen la **ventaja de no generar este tipo de impactos negativos y son menos peligrosas**.

Las características fundamentales de este tipo de energías renovables quedarían recogidas en que **son teóricamente ilimitadas** debido a que las fuentes de las que surgen lo son, **no son perjudiciales** con el medio ambiente pues no producen emisiones de gases contaminantes, disminuyendo el efecto invernadero, y también **permiten alcanzar zonas más aisladas**, pudiendo obtener su energía propia generando un tipo de energía autóctona que se consumiría in situ.^[1]

Podemos encontrarnos algunos inconvenientes en este tipo de energías tales como que **su obtención no es regular** debido a su dependencia directa del sol, lo que conlleva que por las noches no podamos obtener dicha energía; lo mismo ocurriría con el viento, etc. Por esto mismo es recomendable encontrar medios de almacenamiento de dicha energía para que en aquellos momentos donde no sea posible su obtención la almacenemos y así poder seguir utilizándola. En relación con la energía geotérmica que se ha mencionado previamente, si bien no es tan perjudicial como las energías no renovables, pero tiene un nivel de contaminación ligeramente mayor que las renovables ya que si genera emisiones tóxicas, de CO o incluso de contaminación térmica. Otro desafío que se presenta en estas tecnologías es la **inversión inicial** que hay que efectuar para poner en marcha proyectos de este tipo, y además no todas las ubicaciones geográficas disponen de la capacidad y recursos de los recursos necesarios para obtener la energía de un modo u otro.^[2]

A pesar de lo sucedido durante el año 2020, las energías renovables han tenido gran importancia en el sistema eléctrico produciendo más que el año previo. Todo ello

debido a que durante los últimos meses de 2019 hubo una gran implantación tanto de energía eólica como de energía fotovoltaica sumado a que 2020 ha sido un año mucho menos seco que 2019, subiendo así el porcentaje de producción de la energía hidráulica.^[3] Añadiendo la reducción notable de emisiones contaminantes durante la crisis sanitaria de la COVID-19, sobre todo en la primera mitad de año.

El problema reside en que una vez se han relajado las medidas tomadas durante dicha crisis, se produjo un repunte de nuevo de las emisiones de CO₂ llegando inclusive a los niveles producidos durante el año anterior.^{[4][5]} Destacando que para que esta reducción de emisiones necesitaríamos continuar en la misma línea vivida durante la pandemia para que así la atmósfera notase ese cambio.

2.2.1 Energía solar

Como se ha comentado, la energía solar es un tipo de energía renovable, que aprovecha la obtención de la radiación solar para seguidamente poder ser aprovechada y generar energía eléctrica o calor. Debido a este aprovechamiento, se puede afirmar que es ilimitada.^{[6][7]}

La tecnología y su incesante avance ha conseguido lograr que este tipo de energía sea una de las más económicas y eficientes que existen ahora mismo en el sector renovable.^[6]

Su obtención se debe a que el Sol calienta la Tierra por medio de su radiación, no toda la energía que emite llega al planeta ya que tiene que atravesar la atmósfera y genera que dicha radiación se subdivida en diferentes tipos, que se pueden encontrar definidos en la ilustración 1:^[7]

- **Radiación directa:** aquella que consigue atravesar la atmósfera y alcanzar la Tierra sin cambiar de dirección, por lo que es directamente del Sol.

- Radiación difusa: en este caso, es aquella que sí sufre desviaciones al cruzar la atmósfera debido a su dispersión.
- Radiación reflejada: es la que proviene de haber sido dirigida hacia arriba tras atravesar la atmósfera.

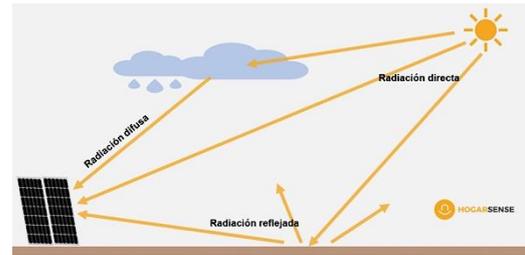


Ilustración 1. Tipos de radiación. Fuente: Hogarsense.

[7][8]

2.2.2 Tipos de energía solar

La energía solar tiene formas diferentes de realizar su aprovechamiento, para el caso de estudio de este proyecto se tendrá en cuenta la energía solar fotovoltaica:

2.2.2.1 Energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es la capacitada para transformar radiación solar en electricidad con la ayuda y aportación de los módulos o paneles solares fotovoltaicos.

La forma de actuar de estos equipos se basa en el efecto fotoeléctrico, en el cual se absorben fotones de las partículas lumínicas que llegan a la superficie del módulo solar y transfieren su energía a los electrones, éstos últimos, una vez tienen la suficiente energía para superar su energía de enlace, se liberan pasando a ser electrones libres. ^{[9][10]}

El módulo solar, trata de un material semiconductor que se denomina celda, puede ser tanto de silicio monocristalino, como de policristalino o amorfo así como de otros materiales que sean semiconductores y de capa fina. ^[9]

2.2.2.2 *Energía solar térmica*

Esta forma de aprovechamiento de energía se basa en transformar la radiación, pero en este caso mediante la utilización módulos solares térmicos en energía térmica. ^[11]

En estos módulos solares se encuentra un fluido el cual se va calentando, ya sea gas o agua con anticongelante en un depósito, consiguiendo de esta manera producir agua caliente, electricidad o vapor. ^[11]

Este tipo de tecnología permite el abastecimiento de sectores como el agropecuario, el industrial e incluso la edificación; ya que consisten en un equipamiento cuyo mantenimiento es mínimo y su control puede ser conseguido remoto, características que facilitan la seguridad y el uso de esta. ^[12]

Los tipos de paneles que se encargan de realizar esta función pueden ser:

- Colectores planos: es una placa metálica unida a una tubería por la que fluye el agua que se quiere calentar; siendo ambas de un tono oscuro para conseguir una mayor absorción de la radiación del Sol. Este caso es de baja temperatura, para aplicarlo en los hogares y tienen una mayor eficiencia en los emplazamientos con más radiación solar.
- Colectores de tubo de vacío: trata de tener una cantidad de tubos que por las distintas tuberías circula el calor en su primera capa y acompañándose de la cámara al vacío absorben la mayor cantidad de energía evitando así una mayor pérdida debido al calor. Se utiliza en aquellos lugares donde la exposición al Sol no es muy elevada.
- Colector de alta temperatura: su uso se basa en el sector industrial, sobre todo como concentrador solar en el que el fluido alcanza muy altas temperaturas gracias a la ayuda de espejos parabólicos.

[13]

2.2.2.3 *Energía solar pasiva*

La base de este tipo de tecnología reside **en aprovechar la energía directa de los rayos del sol sin realizar ninguna conversión en otro tipo de energía**, por lo tanto, sin transformaciones. A la hora del consumo puede ser tanto inmediato como por almacenamiento, pero sin necesidad de sistemas mecánicos para llevarlo a cabo.

Su uso reside en mayor medida en un diseño que aproveche esta energía sobre todo para hogares, realizando un estudio de la mejor ubicación de ventanas y su tipo de acristalamiento para que el vidrio sea capaz de captar la radiación solar.

Con este método se consigue ahorrar en torno al 70% de la energía buscando de esta manera la autonomía energética. Su uso alcanza tanto la posibilidad de calentar el agua de piscinas, como la de uso doméstico, así como la calefacción por suelo radiante, radiadores, etc.

[14][15]

2.2.3 Principales componentes energía solar fotovoltaica

2.2.3.1 *Módulo solar*

Se define al módulo solar como aquel componente capaz de aprovechar la energía del Sol para su transformación en energía eléctrica, es decir, electricidad. ^[16]

Como se señala previamente, se basan en el efecto fotoeléctrico. Su fundamento radica en componerse de una capa de células o celdas, que son de materiales semiconductores, las cuales pueden ser:

- Silicio monocristalino: en este caso se constituye en base a un solo cristal, cuyas dimensiones son grandes y se cortan en láminas de pequeño espesor. ^[16]
- Silicio policristalino: como se sobreentiende, se forma gracias a varios cristales, pero para este tipo no son uniformes. ^[16]

- **Silicio amorfo:** no está compuesto de cristales, su organización atómica no es regular y esta característica hace que tenga la capacidad de absorber una mayor cantidad de luz que con el primer tipo. ^[17]

Las partes que forman parte de un módulo solar fotovoltaico serían las siguientes, definidas de manera conceptual en la ilustración 2:

1. **Marco de aluminio**, cuya función es la de protección de la estructura en general y las celdas que forman parte de este. Debe ser resistente a la corrosión ya que está expuesto a todos los fenómenos meteorológicos que puedan producirse en la ubicación del emplazamiento.
2. **Cristal** o cubierta de vidrio, este cristal se sitúa justo en este punto para servir de protección de las células solares, además de permitir una correcta transmisión de la radiación del Sol.
3. **Encapsulado**, su uso es para conseguir encapsular la radiación evitando las posibles pérdidas.
4. **Celdas solares**, donde ocurre la conversión en corriente eléctrica gracias a la radiación solar.
5. **Cubierta posterior**, en el caso de paneles monofaciales, está conformada por un material opaco, que evita que se capte la radiación. Por otro lado, si se trata de un módulo bifacial, esta parte es una lámina transparente o bien de vidrio templado doble permitiendo que se absorba la radiación por ambos lados del módulo. ^[20]
6. **Caja de conexiones**, también denominada “junction box”, su objetivo es mantener el cableado de los diodos, los cuales van colocados en la parte trasera del módulo.



Ilustración 2. Partes de un panel solar. Fuente: Área tecnología.

[18][19]

2.2.3.2 Mercado actual de módulos solares fotovoltaicos

El avance de la tecnología de la energía solar es evidente, si bien es cierto que las plantas que actualmente existen en España tienen módulos solares de entre 400 Wp y 500 Wp; pero los paneles solares de mayor potencia ya son una realidad. ^[21]

Alcanzando potencias pico tales como Trina Solar, que logró los 670 Wp en 2021 con su panel Vertex y Risen ha conseguido los 700 Wp con su modelo Hyper-ion, siendo toda una hazaña. ^[21]

2.2.3.3 Inversores

Un inversor es un dispositivo que cumple con la función de transformar la corriente continua en corriente alterna. Esta corriente alterna es la que se dispone en hogares o es vertida en la red eléctrica, por lo tanto, los inversores son clave en una planta solar, como se observa en la ilustración 3, siendo el inversor parte fundamental de una planta solar fotovoltaica:

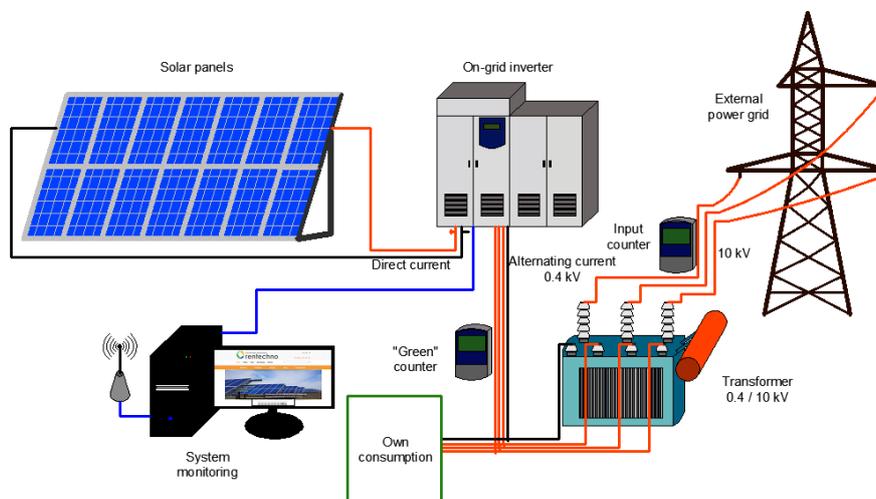
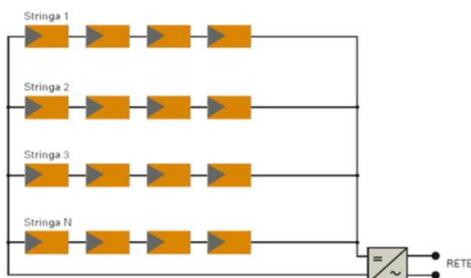


Ilustración 3. Diagrama de plantas de energía solar. Fuente: Future Green Battery.

2.2.3.3.1 Inversor centralizado

Cuando se trata de este tipo de inversor, es un único inversor el que se encarga de todo un núcleo de strings, conectados gracias a las cajas de string como se muestra en la ilustración 4.



Estos strings, se conectan en paralelo, a su vez, este método tiene como ventajas la posibilidad de comprar un menor número de este tipo de dispositivos, comparado con los inversores de string; a su vez también conlleva una supuesta instalación más simple y unos menores costes de mantenimiento.

Ilustración 4. Diagrama de planta solar con inversor central. Fuente: Aros solar.

Este tipo de inversor se encuentra normalmente en las plantas dentro de un contenedor, en el que se encuentra este inversor, o varios inversores de este tipo según la capacidad del contenedor; unas celdas de protección y seccionamiento, así como el transformador de baja a media tensión junto con tableros para los servicios auxiliares.

Estos contenedores están adaptados de manera modular, por lo que su diseño es sencillo y, por consiguiente, preparados para poder soportar los distintos tipos de fenómenos meteorológicos.

[52][53]

2.2.3.3.2 Inversor de string

En este caso, el inversor se encargará solo de algunas cadenas de strings, en vez de todo el núcleo del que se hacía cargo el inversor central; esto permite tener una mayor flexibilidad en el sistema como se puede ver en la ilustración 5.

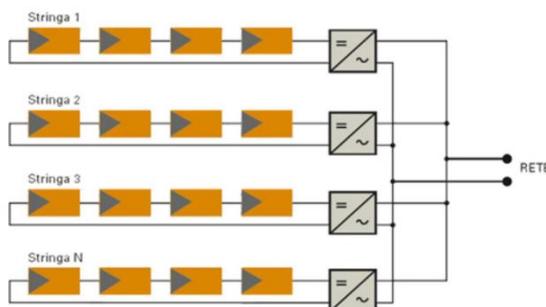


Ilustración 5. Diagrama de planta solar con inversor de string. Fuente: Aros solar.

Con este método de conexión lo que se beneficia también es que es capaz de

conocer qué es lo que sucede en cada una de las cadenas de strings a las que se conecta, permitiendo un mejor seguimiento de la planta.

[52][53]

2.2.3.3.3 *MPPT.*

Cuando se habla de estos dispositivos hay que tener presente la definición de MPPT, para que a la hora de diseñar la planta funcione correctamente.

Estas siglas significan “Maximum Power Point Tracker”, es decir, el máximo punto de potencia que tiene el string en consideración de la cantidad de módulos solares que se pueden conectar según su voltaje, las cuales dependen del mismo modo de las condiciones meteorológicas que definen la ubicación de la planta de estudio, como la temperatura del emplazamiento, la irradiación, el tipo de módulo a utilizar, etc.

El MPPT es un convertidor que extrae la máxima potencia del módulo fotovoltaico y lo hace funcionar a la tensión más eficiente. Todo ello quiere decir, que cuando un inversor alcanza temperaturas elevadas su funcionamiento tiende a reducir la potencia de salida del mismo modo que disminuye la corriente de salida a su vez.

[54]

Por lo tanto, este parámetro es crucial a la hora de decir cuántos módulos por string hay que poner en la planta.

2.2.3.4 *Estructura*

La estructura es el dispositivo en el cual se colocan los módulos o paneles solares, gracias a la cual se consigue la orientación e inclinación óptima para conseguir que el rendimiento de la planta sea el mejor.

2.2.3.4.1 Estructura fija

Este tipo de estructura eran las más comunes hace algunos años, se fijan al suelo y se realiza un estudio sobre cuál es la mejor orientación de los módulos para intentar obtener la mejor producción de la planta. ^[55]



Ilustración 6. Estructura fija. Fuente: Solarix.

Se muestra en la ilustración 6 como la estructura fija va anclada al suelo.

2.2.3.4.2 Seguidor solar

En la actualidad, el método más utilizado en las plantas solares fotovoltaicas es el del seguimiento solar a un eje norte-sur, ya que la estructura es móvil y permite maximizar la producción de la planta consiguiendo de este modo el ángulo con el cual los módulos solares reciben la radiación de mejor manera.

Se puede realizar con el seguimiento a un eje, norte-sur, permitiendo al módulo su movimiento en dirección este-oeste siguiendo la trayectoria que realiza el Sol a lo largo de todo el día, tal y como se ve en la ilustración 7. A diferencia del método anterior en el que la estructura de los módulos ya no está fija al suelo.



Ilustración 7. Seguidor solar de un solo eje. Fuente: PV Hardware.

La otra opción es de seguimiento con dos ejes, tanto norte-sur como este-oeste; al tener este seguimiento es más preciso que el caso anterior, pero, por consiguiente, su coste es mayor. Como aparece en la ilustración 8, ahora su método de sujeción permite el seguimiento completo en ambos ejes.



Ilustración 8. Seguidor solar a 2 ejes. Fuente: ArchiExpo.

[56]

2.2.3.4.3 Estructura flotante

Desde hace unos años este tipo de planta solar se está abriendo paso en la energía solar fotovoltaica.

Utiliza un sistema de flotación para colocar los módulos solares, que como en las plantas onshore van unidas a los inversores y siguiéndolo al transformador de baja a media tensión y luego a la subestación elevadora a la alta tensión pertinente para posteriormente llevarlo a red.



Ilustración 9. Estructura flotante. Fuente: Intergia.

La estructura de flotación puede ser de varias opciones:

- Puro: en el que los módulos solares se colocan encima del sistema de flotación directamente, como se muestra en la ilustración 9.
- Metálico: en vez de ir sobre el sistema de flotación, utilizan una estructura de acero que se coloca sobre el sistema.
- Membrana: los módulos solares se sustentan encima de una membrana que va colocada sobre el agua.

[57]

2.2.3.5 Transformador

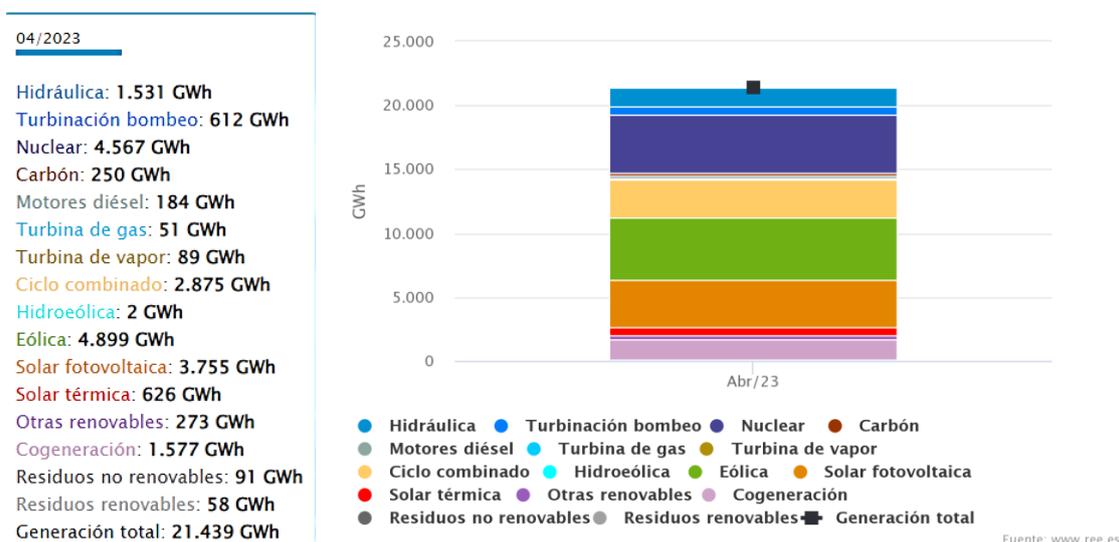
Se trata de un dispositivo clave, ya que tiene la función crucial de convertir la tensión eléctrica a una tensión adecuada, puesto que través de la inducción electromagnética transfiere la energía y capacita el transporte y su distribución. Habitualmente el transformador de baja a media tensión se encarga el propio suministrador de los inversores.

Una vez sale de la planta solar, suelen llegar a la subestación elevadora en el que se vuelve a elevar la tensión hasta llegar al alta y poder conectarse a la red eléctrica.

2.3 Energía solar en el marco europeo y español

De acuerdo con el informe del National Geographic en 2022, la capacidad de generación de energía solar fotovoltaica ha triplicado su potencia en los últimos años; pasando de ser la causante de un 3.55% a un 8.05% del total de energía, lo que indica un aumento considerable para su participación en el mix energético. [59]

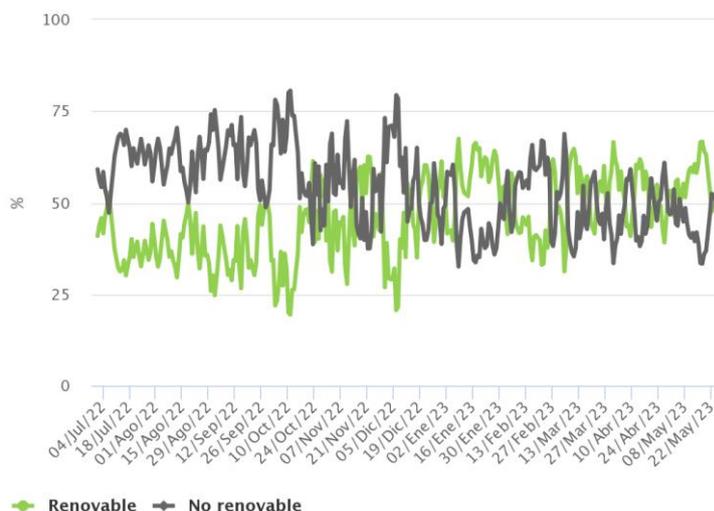
La situación política en Ucrania ha provocado que los gobiernos se planteen alternativas más limpias y sostenibles. Por eso, se ha generado mayor reconocimiento a las energías renovables y no solo en España, sino en todo el ámbito de la Unión Europea. [59]



Gráfica 1. Estructura de generación por tecnologías en España en el mes de abril de 2023. Fuente: REE.

Como se puede observar en la gráfica 1, la generación de energía solar fotovoltaica alcanza los 3,755GWh, quedando detrás de la energía nuclear, y de la energía eólica, siendo un total de un 17.51% de la generación total de energía en el país.

La mayor planta solar de Europa se encuentra en España, entre Badajoz y Cáceres y su nombre es Francisco Pizarro; con una capacidad instalada de 590 MW. [60]



Fuente: www.ree.es

Gráfica 2. Evolución de la generación renovable y no renovable en España. Fuente: REE.

Si se mira la evolución que se ha llevado durante este último año en la gráfica 2, se puede ver que ya se alcanzan puntos en los que las energías renovables superan a la generación que se provoca con los combustibles fósiles.

Es importante tener en cuenta el notable paquete Europeo de Energía y Cambio Climático 2013-2020, en el cual se establecieron los compromisos que se debían alcanzar en 2020 en relación con la promoción de las energías renovables.

Entre los compromisos mencionados se encontraban, por ejemplo, la reducción de las emisiones de los gases de efecto invernadero en al menos un 20% comparándolo con las emisiones que existían en 1990.

También se detallan el aumento de un 20% del consumo de las energías renovables o el 20% en la mejora de la eficiencia energética.

Seguidamente a este paquete, se llegó al acuerdo de actuación de la UE hasta 2030, siendo aún más ambicioso que el acuerdo, anterior queriendo conseguir la reducción de hasta el 40%, la mejora de la eficiencia del 27% y elevar también la cuota de las energías renovables hasta un 32%.

Una vez establecidos estos objetivos, se han ido revisando y aumentando con el tiempo con el objetivo de lograr una reducción de las emisiones hasta un 55% en comparación con 1990, denominado este nuevo paquete Objetivo 55.

[61]

El país europeo que más energía renovable tiene es sin lugar a duda Islandia, ya que han conseguido tener el aproximadamente el 86% de la energía consumida procedente de energías renovables. Seguido a Islandia continúa Noruega y después Suecia. [62]

2.3.1 Energía solar en España

Este año, 2023, se espera que sea crucial para el país en términos de la transición ecológica. Existe una estimación de que las energías renovables alcancen hasta el 50% de la generación total de energía eléctrica durante el año, sin embargo, es necesario tener en cuenta que estos valores conllevan una gran incertidumbre pero que el sumatorio de la energía solar junto con la energía eólica podría alcanzar hasta un 42%.

Todo esto es debido a la actual crisis que se está viviendo ocasionada por la guerra de Ucrania que ha propulsado la necesidad de aumentar la generación de energías renovables inminentemente.

En consecuencia, el gobierno tiene previsto llevar a cabo una revisión del Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático, que se estableció en 2021 con el objetivo de alcanzar en torno a un 74%, con el fin de aumentar este porcentaje. Se están otorgando subvenciones tanto a nivel estatal como autonómico y municipal para la instalación de los módulos solares aumentando también de este modo el autoconsumo. Como es bien sabido, la energía solar tiene un fuerte valor en España con respecto a otros países en la Unión Europea, ya que nuestros días de sol están estimados en 300 días al año.

[62]

España se encuentra en el segundo lugar en Europa, después de Alemania, en potencia instalada renovable, teniendo en cuenta únicamente la energía solar, España está en el tercer lugar, estando por delante en este caso tanto Alemania como Holanda. [63]

2.3.2 Transición energética a nivel mundial

Se entiende como transición energética a la modificación del modelo energético que se tiene en la actualidad hacia un modelo cuya base sean las energías renovables.

Existe el informe denominado “Perspectivas de la transición energética mundial 2023”, en el que se cuenta que la manera en la que se está llevando esta transición no es la adecuada para lograr alcanzar los objetivos definidos para el año 2030.

Si bien es cierto que la situación de guerra existente entre Ucrania y Rusia es un hecho que ha generado una crisis económica, no exime de cumplirse todos los objetivos renovables que se mantienen, aunque debido a esto se producen algunas complicaciones.

Uno de los aspectos más críticos en los que se fundamenta toda esta preocupación es la necesidad de limitar el aumento de la temperatura del planeta a 1.5°C. Para conseguir esto es necesario que se realicen un mayor número de inversiones en la Unión Europea para intentar conseguir los objetivos estipulados.

Sobre estas inversiones se encuentra que, durante el año pasado, 2022, se alcanzaron las cifras de 1.3 billones de dólares, una cifra que superó un 19% las inversiones que se realizaron durante el año anterior, 2021, y un 50% del año 2019. Siendo para 2030, una cantidad de 44 billones de dólares la inversión acumulada que se obtendrá para alcanzar esta transición.

[64][65]

Dentro de esta transición, también se ha de incluir las políticas de descarbonización para poder utilizar frente al cambio climático. En estas políticas residen la estabilización de las concentraciones de los gases del efecto invernadero en niveles no peligrosos y controlados, en donde se encuentra ese aumento límite de 1.5°C de la temperatura promedio global en este siglo, cuyo objetivo fue fijado en el Acuerdo de París de 2015. ^[66]

La UE se ha fijado el objetivo de conseguir tener emisiones 0 de los gases de efecto invernadero en la economía de 2050. Para conseguirlo, se propuso en 2016 las medidas recogidas como “Energía Limpia para Todos los Europeos”, junto con el Reglamento 2018/1999 que establece la necesidad de fijar estrategias a largo plazo (30 años) que puedan dar una respuesta al cambio climático. ^{[66][67]}

Se tienen los siguientes objetivos, los cuales se encuentran también en la gráfica 3:

- Cumplir con el Acuerdo de París de 2015.
- Anticiparse alcanzando una transición hacia una economía con cero emisiones de gases de efecto invernadero.
- Tener un objetivo a largo plazo que maximice y aproveche todas las oportunidades que puedan surgir de la transición energética y para ello intentar minimizar los riesgos posibles.
- Conseguir una neutralidad tecnológica, es decir, que todas las tecnologías puedan tener las mismas oportunidades para conseguir un coste-eficiencia para la descarbonización en todos los sectores.

[67]



Gráfica 3. Principales magnitudes de la estrategia. Fuente: Ministerio para la transición ecológica y reto demográfico.

2.4 Disposiciones legales y normas aplicadas

En este apartado se estudiarán las normas y disposiciones legales de obligado cumplimiento, dictadas por distintas Administraciones legales. Habrá que diferenciar entre las que afectan a las plantas solares y la normativa específica medioambiental vigente del emplazamiento de estudio.

La Unión Europea se encuentra ante la Política de energía solar y los Estados miembros deben adaptarse a los Tratados y Directivas de la Unión, redactada por la dirección general de políticas interiores. ^[22]

El estudio de las **disposiciones de España** se concluye en las siguientes leyes y normas:

- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental. ^[23]
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. ^[24]
- Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. ^[25]
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión. ^[26]
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. ^[27]
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. ^[28]
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. ^[29]
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. ^[30]
- Orden TED/1247/2021, de 15 de noviembre, por la que se modifica, para la implementación de coeficientes de reparto variables en autoconsumo colectivo, el anexo I del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. ^[31]
- Real Decreto-ley 29/2021, de 21 de diciembre, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito energético para el fomento de la movilidad eléctrica, el autoconsumo y el despliegue de energías renovables. ^[32]
- Real Decreto-ley 14/2022, de 1 de agosto, de medidas de sostenibilidad económica en el ámbito del transporte, en materia de becas y ayudas al estudio, así como de medidas de ahorro, eficiencia energética y de reducción de la dependencia energética del gas natural. ^[33]

- Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad. [34]
- Ley 33/2015, de 21 de septiembre, por la que se modifica la Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad. [35]
- Ley 26/2007, de 23 de octubre, de Responsabilidad Medioambiental. [36]
- Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero. [37]
- Ley 45/2007, de 13 de diciembre, para el desarrollo sostenible del medio rural. [38]
- Ley Orgánica 16/2007, de 13 de diciembre, complementaria de la Ley para el desarrollo sostenible del medio rural. [39]
- Ley 43/2003, de 21 de noviembre, de Montes. [40]
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. [41]
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. [42]
- Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. [43]
- Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero. [44]
- Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. [45]
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. [46]
- Real Decreto 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. [47]
- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09. [71]

Siguiendo la ubicación del proyecto, se debe incluir la **regulación de Castilla-La Mancha** en la que se describen las siguientes leyes y normas:

- Ley 2/2020, de 7 de febrero, de Evaluación Ambiental de Castilla-La Mancha. [48]
- Ley 2/2021, de 7 de mayo, de Medidas Económicas, Sociales y Tributarias frente a la Despoblación y para el Desarrollo del Medio Rural en Castilla-La Mancha. [49]
- Ley 8/2023, de 10 de marzo, por la que se modifica la Ley 3/2008, de 12 de junio, de Montes y Gestión Forestal Sostenible de Castilla-La Mancha. [50]
- Ley Orgánica 9/1982, de 10 de agosto, de Estatuto de Autonomía de Castilla-La Mancha. [51]

2.5 Requisitos de diseño.

2.5.1 Emplazamiento del proyecto.

El emplazamiento seleccionado se encuentra en Caudilla, que es un pueblo de la provincia de Toledo en la comunidad autónoma de Castilla La Mancha en España.

La zona seleccionada corresponde con la parcela 556 según el visor SIGPAC Nacional ^[10], como se puede observar en el mapa de la ilustración 10.

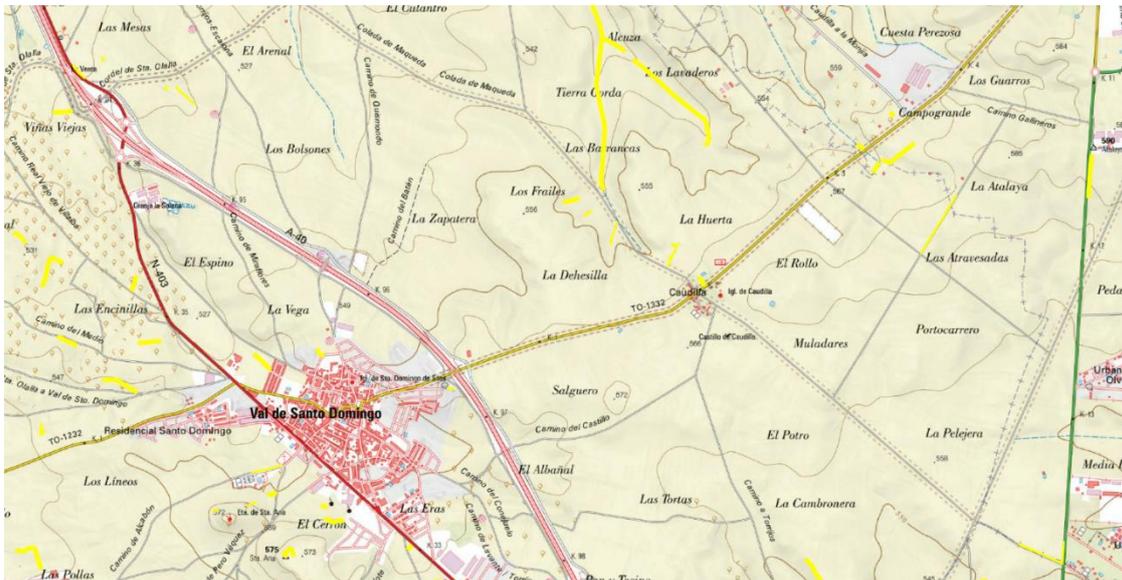


Ilustración 10. Mapa parcelas. Fuente: SIGPAC Nacional.

Se trata de un emplazamiento cuya ubicación exacta sería la siguiente:

Latitud: 40.024628°

Longitud: -4.320463°

Elevación: 540m.

En las cercanías de los pueblos tanto Val de Santo Domingo como de Caudilla. La zona de parcela seleccionada abarca un total de 93.2 hectáreas, en las cuales se introducirá el máximo de potencia posible que nos permite esta área bruta.

La toma de decisión a la hora de seleccionar el emplazamiento ha sido por las siguientes causas:

- Es una **zona con amplias hectáreas aparentemente disponibles** y cuyas pendientes no alcanzan el 15% en dirección norte-sur que es lo más restrictivo a la hora de situar estructuras con seguidor en las plantas solares.
- **No se encuentran** árboles, líneas de alta o media tensión, edificios u **obstáculos que pongan en riesgo la viabilidad del proyecto.**
- **Tampoco hay existencia de pastos permanentes o temporales** en esta zona, lo que facilita la implantación del proyecto. ^[80]
- **La cercanía al punto de interconexión** con la subestación transformadora que se encuentra a menos de 5 kilómetros ^[73] de las parcelas seleccionadas, tal y como se aprecia en la ilustración 2.
- La **posibilidad de dar un uso a esa zona de parcelas**, generando una energía limpia y la capacidad de trabajo añadido generado en esa zona.
- La **opción de alquilar esos terrenos.**
- **El cumplimiento tanto de la normativa medioambiental como la urbanística.**

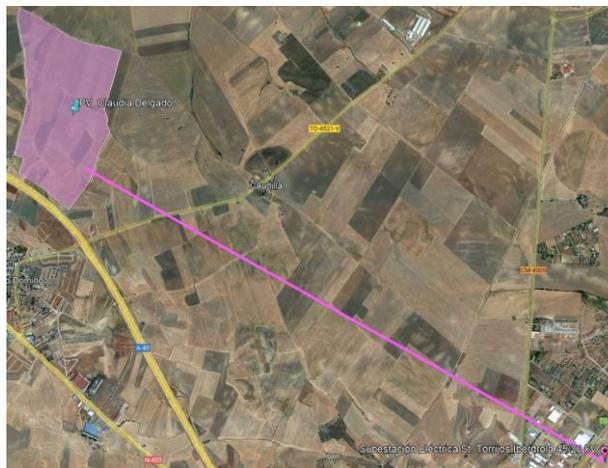


Ilustración 11. Ubicación de emplazamiento con respecto de subestación eléctrica. Fuente: Google Earth.

Además, se ha de añadir que a las hectáreas seleccionadas se les aplicará una **restricción de un 15%** para poder dejar espacio suficiente en la planta solar destinado a la zona que tendrá que utilizar operación y mantenimiento, al respectivo espacio para los

trabajadores continuos en la planta cuyo uso será para reuniones, una pequeña cocina, aseos, etc.

En esta restricción también se incluyen los espacios destinados a la ubicación de los centros de transformación en dónde se encontrarán los distintos equipos necesarios; incluso los caminos internos que serán requeridos para poder acceder a las distintas parcelas de la planta para su respectivo mantenimiento y revisión.

2.5.2 Estudio de pendientes del emplazamiento seleccionado.

Para la realización de este estudio va a ser necesario el uso del software QGis y de la plataforma online USGS Earth Explorer. Se usará la página web USGS Earth Explorer para proceder a la descarga de la huella del terreno para así observar con una mayor precisión la geometría de la ubicación seleccionada como se puede ver en la ilustración 12.

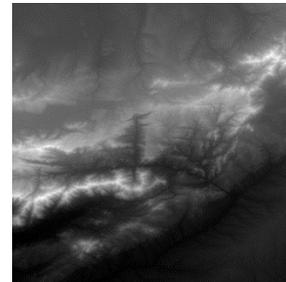


Ilustración 12. Footprint terreno planta solar del proyecto. Fuente: USGS Earth Explorer

Una vez conseguida esta huella se llevará al software QGis para realizar el estudio porcentual de las pendientes existentes en la planta obteniéndose los siguientes resultados en las ilustraciones 13 y 14:

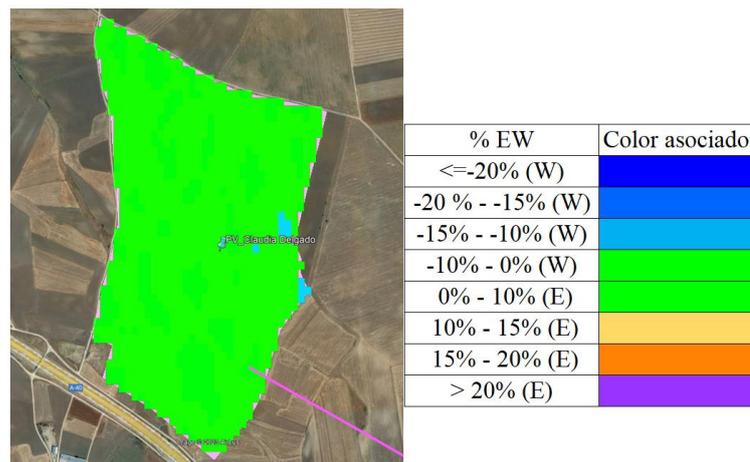


Ilustración 13. Pendientes EW. Fuente: Elaboración propia.

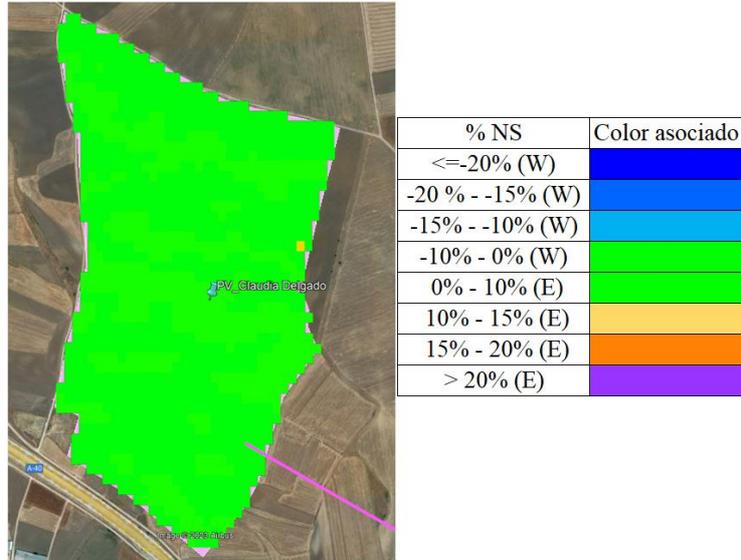


Ilustración 14. Pendientes NS. Fuente: Elaboración propia.

Con **este estudio de pendientes** lo que se consigue es saber los parámetros necesarios de tolerancia a pendientes que tienen las diferentes estructuras de los módulos solares, ya que su hincado y su sujeción son vitales para selección de la estructura.

Se alcanza la conclusión de que es un terreno muy plano y de que por norma general **sus pendientes no superan el 10%** en ninguna limitación excepto en algún pequeño punto de la zona este de la planta en el que quizás sea necesario un pequeño movimiento de tierras.

[90] [91]

2.5.3 Equipos definidos

2.5.3.1 Módulo solar fotovoltaico.

Tras la búsqueda actual de la potencia de paneles existentes en el mercado, se encuentra el nuevo modelo del proveedor **Trina Solar** (ilustración 15).

Se trata del modelo **Vertex N Bifacial Dual Glass Module**, cuya potencia alcanza hasta los 690 W.

En este proyecto se utilizará la potencia de **680 W** ya que ha sido el modelo del cual se ha conseguido obtener los archivos necesarios para su uso posterior en el software de estudio que se lleva a cabo en dicho proyecto.



Ilustración 15. Módulo solar Vertex N. Fuente: Trina Solar.

Como se puede observar en el anexo 6.1, el datasheet del módulo solar se trata de un módulo cuyas medidas son:

- Ancho: 1.303 m.
- Largo: 2.384 m

Además, los datos eléctricos resumidos son los de la tabla 1, que se tendrán en cuenta para los cálculos necesarios en la configuración de la planta y vienen recogidos en el anexo 6.1 del datasheet del módulo solar.

Tabla 1. Datos eléctricos Módulo Vertex N 680 W. Fuente: Trina Solar.

Potencia pico del modulo	680 Wp
Voltaje a la máxima potencia (Vmpp)	39.6 V
Intensidad a la máxima potencia (Impp)	17.16 A
Voltaje de circuito abierto (Voc)	47.4 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	18.18 A

[68]

2.5.3.2 Inversor

Tras la comparativa de **inversor string** y de inversor central se ha tomado la decisión de tener en este proyecto un inversor string del proveedor **Huawei Technologies** y modelo **SUN2000-330KTL-H1** (ilustración 16).

Es un nuevo desarrollo de este proveedor en el que han añadido un añadido para eliminar el polvo lo que va a generar que se elimine la inestabilidad previa existente de conexión inestable de los conectores. A esto se le suma la tecnología SSLD que implementa una rápida desconexión y con alta precisión para en caso de fallo de corriente continua en proyectos de servicio público; con esto se consigue que no haga falta el apagado del inversor para el funcionamiento. ^[69]



Ilustración 16. Inversor SUN2000330KTL-H1. Fuente: Huawei Technologies.

Este tipo de inversor tiene una triple seguridad, capacitado para adaptarse a todos los escenarios.

Como se observa en el anexo 6.2, datasheet del inversor, el resumen de las características de este modelo de inversor sigue la tabla 2:

Tabla 2. Características del inversor SUN2000-330KTL-H1. Fuente: Huawei Technologies.

Potencia AC máxima	330 kVA
Tensión máxima de entrada (V_{AbsMax})	1500 V
Número de MPPT	6
Tensión mínima de funcionamiento (V_{mppMin})	500V
Tensión máxima de funcionamiento (V_{mppMax})	1500V
Rango de tensión por MPP	500V - 1500V

2.5.3.3 Estructura

La estructura elegida para este proyecto es una estructura tracker, es decir, de seguidor solar de la marca **Array Technologies** su modelo **STI Norland 1P STI H250** (ilustración 17).

Este tipo de estructura tiene lo mejor de los 2P, ya que con un motor y mediante una biela mueve dos mesas a la vez, y a su vez la ventaja de la configuración 1P, que consigue de esta manera un montaje más sencillo que la opción de 2P, evita el uso de elementos de elevación auxiliares y que las piezas tengan un peso menor. ^[78]



Ilustración 17. Tracker STI Norland STI H250. Fuente: Array Technologies.

Tal y como se indica en el anexo 6.3 Datasheet del tracker STI Norland, la **tolerancia permitida en este tipo de pendientes es de un 15% N-S y de un 10% E-O en el mismo seguidor, y E-O sin limitación en seguidores distintos**, por lo que esta estructura de seguidor es perfectamente válida con el estudio de pendientes realizado para este proyecto.

2.5.4 Descripción del proyecto.

Según los criterios establecidos por Endesa Distribución para tomar de supuesto, se ha seleccionado una **subestación transformadora de 220/45 kV**. Esto implica que la línea subterránea va a ser de alta tensión y superior a 36 kV para poder realizar la conexión con la subestación de **Torrijos de Iberdrola**, por lo que según se indica en la tabla 3:

Tabla 3. Intensidades admisibles máximas en régimen permanente. Fuente: Endesa Distribución.

Tensión (kV)	Sección (mm ²)	1 circuito por zanja		2 circuitos por zanja	
		Conexión rígida a tierra	Conexiones especiales	Conexión rígida a tierra	Conexiones especiales
45	400 Al	37MVA / 472A	42MVA / 537A	32MVA / 415A	37MVA / 473A
	800 Al	50MVA/647A	62MVA/796A	44MVA/563A	54MVA/694A
	1000 Al	55MVA / 710A	69MVA / 890A	48MVA / 615A	60MVA / 776A
66	630 Al	64MVA / 558A	80MVA / 697A	55MVA / 485A	70MVA / 611A
	1000 Al	76MVA / 661A	101MVA / 880A	65MVA / 572A	88MVA / 767A
132	630 Al	127MVA / 554A	159MVA / 695A	109MVA / 477A	138MVA / 606A
	1200 Al	160MVA / 701A	226MVA / 989A	136MVA / 597A	195MVA / 854A

[71]

La tensión de 45 kV **puede llevar como máximo una conexión rígida a tierra de 55 MVA** en caso de tener un circuito por zanja, por lo que se deberá dimensionar la potencia en AC para cumplir con estas especificaciones. Una vez se alcance la subestación en ella hay una serie de transformadores que elevarán la tensión hasta 220 kV para poder distribuir la energía por la Red Eléctrica Española.

Para lograr esto, en primer lugar, se debe calcular la cantidad de módulos solares en serie o por string, que de esta segunda manera será mencionado durante todo el documento; con el fin de determinar la longitud de la estructura seleccionada.

A continuación, se definirán las distancias este-oeste que tendrán las distintas estructuras evitando producir sombras entre ellas, a lo que a esta distancia se denominará “pitch”.

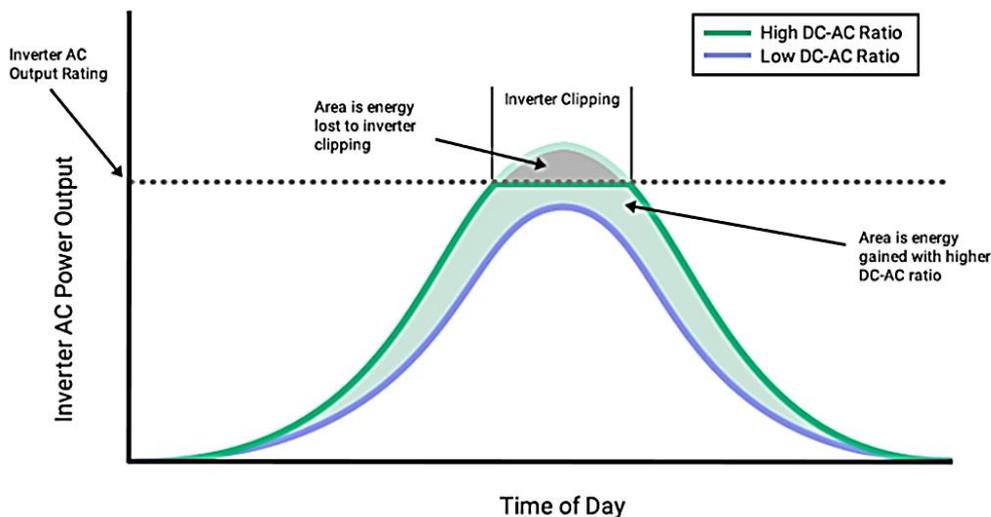
2.5.5 Sobredimensionamiento (DC/AC)

La base de estudio se encuentra en la intención de obtener **un ratio de potencias DC/AC** en torno al 1.25, que es el recomendado como óptimo y con la definición de este ratio se obtiene la potencia DC de la planta. ^[73]

Un enfoque comúnmente utilizado es este sobredimensionamiento, lo que conlleva la instalación de una mayor potencia a nivel de módulos solares con respecto del inversor. Esto se realiza debido a que la potencia pico definida por módulo fotovoltaico, de 680 Wp, está testada en condiciones estándar muy favorables las cuales no son las realistas durante la vida útil de un proyecto. Durante este periodo, se producen diversas pérdidas en el módulo solar como la degradación del módulo, que viene incluida en sus características eléctricas, que provoca que su producción se vea afectada.

Por otro lado, la determinación del ratio DC/AC depende también de la ubicación geográfica de la planta solar.

Asimismo, al determinar la potencia de la planta hay que tener en cuenta las **pérdidas por “clipping”** que se van a producir en los inversores. Estas pérdidas hacen referencia a que en ocasiones la producción de energía supera la cantidad de energía total que los inversores pueden gestionar en un momento en concreto. De este modo, el inversor reaccionará reduciendo la producción.



Gráfica 4. Efecto clipping. Fuente: Salvis-e.

Como se puede observar en la gráfica 4, hay momentos en los que la producción de los módulos solares es superior a la posibilidad de los inversores de trabajar con esa producción, por lo que toda la energía por encima de la línea de la potencia del inversor es una pérdida de generación de potencia. La radiación solar como se puede ver en esta misma gráfica fluctúa a lo largo del día por lo que hay picos de generación que los inversores no son capaces de aceptar. ^[79]

Es cierto que se tiende a pensar que añadir entonces un sobredimensionamiento mayor y generar estas pérdidas es erróneo, pero no es del todo cierto ya que, al sobredimensionar la planta de esta manera, aumentan las horas de producción a carga máxima del inversor. Tal y como se ve en la gráfica, la línea cuyo ratio DC/AC es superior, alcanza una mayor cantidad de horas a potencia máxima del inversor que la que tiene un DC/AC ratio menor. ^[80]

Es decir, aunque haya clipping y pérdidas en las horas pico del día, este sobredimensionamiento permite obtener un aumento de energía al comienzo y al final del día. Sin embargo, hay que tener en cuenta los límites del propio inversor no superando las características técnicas que tiene por seguridad. Por consiguiente, tener algunas pérdidas por clipping es beneficioso hasta cierto punto. ^[80]

Por todo ello, se intentará no alcanzar el ratio DC/AC de 1.25 sino más bien mantener dicho valor entorno al 1.2 para evitar la aparición de grandes pérdidas por clipping en el inversor. ^[81]

El objetivo es el dimensionamiento de la potencia en base a las hectáreas disponibles y al ratio óptimo, por lo tanto se intentará introducir el máximo de potencia en el área útil del proyecto.

2.5.6 Cálculo de número de módulos por string.

Para comenzar hay que definir el **número de módulos por string** que tenemos en el caso de estudio lo que permitirá el establecimiento de la potencia DC.

Para la realización de este cálculo es necesario tener en cuenta los valores recogidos en las tablas 1 y 2 con las características del módulo solar e inversor seleccionados para este proyecto.

2.5.6.1 Número máximo de módulos por string.

Primero se realiza el cálculo de la temperatura máxima que tendría la célula dependiendo tanto de la temperatura ambiente como de la temperatura nominal de operación, para ello se utiliza la siguiente fórmula:

$$T_{de\ la\ célula} = T_{ambiente} + \frac{T_{nominal\ de\ operación} - 20}{800} * Irradiación\ estándar \quad (1)$$

- **Temperatura ambiente:** se debe escoger la temperatura máxima de la ubicación seleccionada, para ello es necesario recurrir a la meteo que se utiliza en el PVSyst y se observa una temperatura máxima de 38.4°C y mínima -3.6°C, como se puede observar en el anexo 6.4 de la meteo horaria obtenida en PV Syst gracias a SolarGIS.
- **Temperatura nominal de operación:** se recurre al datasheet del módulo solar, anexo 6.1, en este archivo se encuentra un valor de 43°C.
- **Irradiación estándar:** de nuevo se observa en el datasheet del módulo en el que indica que para condiciones estándar estamos ante una irradiación de $1000 \frac{W}{m^2}$, indicada en el anexo 6.1 del módulo solar.

Una vez quedan definidos los valores necesarios, se estudia tanto el valor máximo como el mínimo, siendo este primer caso el que se encuentra en la ecuación 1.1:

$$T_{\text{máxima de la célula}} = T_{\text{ambiente máxima}} + \frac{T_{\text{nominal de operación}} - 20}{800} * \text{Irradiación estándar} = 38,4^{\circ}\text{C} + \frac{43^{\circ}\text{C} - 20}{800 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} * 1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} = \mathbf{67.15^{\circ}\text{C}} \quad (1.1)$$

Del mismo modo que con la temperatura máxima, se calcula la temperatura mínima:

$$T_{\text{mínima de la célula}} = T_{\text{ambiente mínima}} + \frac{T_{\text{nominal de operación}} - 20}{800} * \text{Irradiación estándar} = -3.6^{\circ}\text{C} + \frac{43^{\circ}\text{C} - 20}{800 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} * 1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} = \mathbf{25.15^{\circ}\text{C}} \quad (1.2)$$

Una vez establecidas ambas temperaturas, **67.15°C como máxima y 25.15°C como mínima**, es necesario calcular la tensión máxima en circuito abierto, que se producirá cuando la temperatura de la célula es la mínima y de esta manera se obtiene el máximo número de módulos permitidos, con la ecuación 2:

$$V_{oc \text{ máxima}} = V_{oc \text{ célula}} + \beta_{Voc} * (T_{\text{mínima de la célula}} - T_{\text{célula}}) \quad (2)$$

- La tensión de circuito abierto a 25°C para este módulo es de 47.4 V, como se observa en el anexo 6.1 del módulo del datasheet.
- El valor de β_{Voc} se observa en el anexo 6.1 del datasheet del módulo, es de -0.29 %/°C o -0.114 V en condiciones estándar (STC).

$$V_{oc \text{ máxima}} = 47.4 \text{ V (STC)} + (-0.114) \text{ V} * (25.15^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) = \mathbf{47.383 \text{ V}} \quad (2.1)$$

Se debe tener en cuenta también la corriente de cortocircuito que se producirá en la salida de cada módulo, para ello se utilizará la siguiente ecuación 3:

$$I_{sc} = I_{sc}(STC) + \alpha * (T_{min\ célula} - 25^{\circ}C) \quad (3)$$

- La temperatura mínima del emplazamiento es de $-3.6^{\circ}C$, anexo 6.4 tabla de meteo horaria.
- El valor de la corriente de cortocircuito a $25^{\circ}C$ para este módulo solar es de $18.18^{\circ}C$.
- El valor de α se encuentra en el anexo 7.1 del datasheet del módulo, siendo de $0.04\%/^{\circ}C$ o $0.0065\ A$.

$$I_{sc} = 18.18\ A\ (STC) + 0.0065\ A * (25.15^{\circ}C - 25^{\circ}C) = \mathbf{18.1809\ A} \quad (3.1)$$

Luego de obtener el valor de tensión máxima, se puede determinar el número máximo de módulos en serie o por string, como se realiza en la ecuación 4:

$$\eta_{mod\ máx\ por\ string} = \frac{V_{máx\ admisible\ inversor}}{V_{oc\ máximo\ por\ módulo}} \quad (4)$$

Siguiendo con la ecuación 4, se calcula el número máximo de módulos por string:

$$\eta_{mod\ máx\ por\ string} = \frac{1500\ V}{47.383\ V} = \mathbf{31.657\ mod.\ por\ string} \quad (4.1)$$

[74]

Es decir, sería un máximo de 31 módulos por string del modelo de Trina Solar, Vertex N de 680 W.

Se comprueba que con 31 módulos por string, con una tensión de $47.383V$ se obtiene un valor de $1468.87\ V < 1500\ V$ que tiene como máximo de entrada el inversor.

Al haber seleccionado un seguidor en orientación vertical, no existe el problema de tener un número de módulos por string impar. Esto se debe a que no se generarán espacios vacíos en la estructura como podría suceder en el caso de utilizar una estructura de dos módulos en vertical.

2.5.6.2 Número mínimo de módulos por string.

El proceso que seguir es parecido al utilizado en la obtención del número máximo de módulos por string. En este caso, se realiza el cálculo de la tensión de circuito abierto mínima con la fórmula 2 mencionada previamente.

Como en la ecuación 2 mencionada previamente:

$$V_{oc\ mínima} = 47.4\ V\ (STC) + (-0.114)\ V * (67.5^{\circ}C - 25^{\circ}C) = 42.555\ V \quad (2.2)$$

Para el caso de la corriente de cortocircuito, se utiliza la ecuación 3:

$$I_{sc} = 18.18\ A\ (STC) + 0.0065\ A * (67.15 - 25^{\circ}C) = 18.454\ A \quad (3.2)$$

Una vez hallado este valor de tensión máxima, se puede obtener el número de módulos en serie o por string mínimo como en la ecuación 4, pero aplicado a este caso:

$$\eta_{mod\ mín\ por\ string} = \frac{V_{\min\ admisible\ inversor}}{V_{oc\ mín\ por\ módulo}} = \frac{500\ V}{42.555\ V} = 11.749\ mod.\ por\ string \quad (4.2)$$

[74]

Es decir, sería un mínimo de 11 módulos por string del modelo de Trina Solar, Vertex N de 680 W.

Con los datos obtenidos y queriendo maximizar el resultado, el número de módulos por string seleccionado para el estudio de este proyecto es de **31 módulos por string.**

2.5.7 Dimensiones del tracker seleccionado.

Partiendo de las dimensiones del módulo de Vertex N de Trina Solar con una potencia de 680 W, como se puede observar en el anexo 6.1 del módulo solar y como queda recogido en el punto 2.5.3.1 de esta memoria, estamos ante una longitud de 2.384m y un ancho de 1.303m.

Para realizar este cálculo, se deben tener en cuenta ciertos espaciados existentes en la estructura para ser lo más realistas posible, estos espaciados son los siguientes:

- Espaciado entre módulos: 0.02m. ^[76]
- Espaciado para el motor: 0.5 m. ^[76]

Por lo tanto, se obtiene la siguiente ecuación 5:

$$\text{Longitud tracker} = nstrings \times estructura * (nmodxstring * \text{ancho del módulo} + (nmodxstring - 1) * \text{espaciado entre módulos}) + \text{espaciado motor} \quad (5)$$

$$\text{Longitud tracker} = 1string \times estructura * (31 \text{ modxstring} * 1.303 + (31 - 1) * 0.02) + 0.5 = \mathbf{40.993 \text{ m}} \quad (5.1)$$

Longitud tracker = 40.993 m

Por otro lado, el ancho de la estructura equivale a la longitud del módulo, ya que se ha seleccionado una estructura 1P, siendo por lo tanto la anchura de la estructura de valor de 2.384m.

Según indica el proveedor de este tipo de seguidores, Array Technologies, la capacidad de esta estructura de longitud alcanza hasta los 60 módulos en una misma estructura, es debido a ello por lo que no se va a diseñar una estructura de 2 strings, sino más bien de **un string por estructura, es decir, 31 módulos.** ^[77]

Esto ayudará a que la implantación de toda la potencia sea más cómoda, ya que se trata de estructuras más cortas que en el otro caso y podrán adaptarse mejor a las hectáreas disponibles. Si bien es cierto que esta limitación aumentará el número de estructuras necesarias lo que generará un aumento económico.

2.5.8 Dimensionamiento de número de inversores.

Al tener como límite de potencia en AC 55 MVA para poder cumplir con la subestación definida, es necesario realizar un cálculo del número de inversores como máximo que se obtiene en el proyecto, ya que los 55 MVA son la limitación de estudio que existe y a la cual hay que adaptarse.

Para ello se utiliza la potencia del inversor en AC, en este caso se encuentra en 330 kVA, como se encuentra definido en el anexo 6.2 del datasheet del inversor.

Al realizar un cálculo con la limitación mencionada y el valor de la potencia del inversor, se obtiene la ecuación 6:

$$n^{\circ} \text{ inversores preliminar} = \frac{55 \cdot 10^6 \text{ VA}}{330 \cdot 10^3 \text{ VA}} = 166.667 \approx 166 \text{ inversores} \quad (6)$$

Por lo que se obtiene **una potencia en AC de 54.78 MVA con 166 inversores del modelo SUN2000-330KTL-H1 de Huawei Technologies.**

Con este valor, teniendo en cuenta el ratio DC/AC de en torno a 1.25 estipulado anteriormente y estimando como suposición **un factor de potencia (cosphi) de 0.9**, se puede definir la potencia DC:

$$\frac{DC}{AC} = 1.25 \quad (7)$$

$$DC \text{ (MW)} = 1.25 * 54.78 \text{ MVA} * 0.9 = 61.627 \text{ MW} \quad (7.1)$$

Quedando definida preliminarmente **la potencia DC en 61.627 MW**, tras esta estimación, hay que asegurar el correcto dimensionamiento tanto para el módulo como para el inversor seleccionado, así como que esta potencia entra en las hectáreas definidas de trabajo.

2.5.9 Definición de potencia DC preliminar.

Una vez obtenido el número de inversores de la planta en 166, y con el conocimiento de la potencia pico que se tiene por cada módulo solar (680 Wp) así como la potencia DC preliminar deseada en 61.627 MW, hay que estimar el número de strings por inversor y la potencia real de la planta.

Realizando los siguientes cálculos como iteración, variando el número de strings por inversor, hasta la obtención de los valores deseados, se consigue la tabla resumen 2:

$$P_{1 \text{ inversor}} = 680 \text{ Wp} * 31 * 17 \text{ strings} * \text{inversor} = 358360 \text{ W} \quad (8)$$

$$P_{DC} = 358360 * 10^{-6} * 166 \text{ inversores} = 59.487 \text{ MW} \quad (9)$$

$$\frac{DC}{AC} = \frac{59.487}{54.78 * 0.9} = 1.21 \quad (7.2)$$

Potencia DC preliminar = 59.487 MW

Este valor es preliminar puesto que falta la definición del número de estructuras definitivo con el número de módulos por estructura estipulado y el número de strings que se va a definir en los siguientes puntos, que generará la potencia DC definitiva.

Tabla 4. Resumen potencias de la configuración de la planta.

Potencia módulo solar	680 Wp
Número de módulos por string	31
Número de strings por inversor	17
Potencia total de un inversor	358360 W
Número de inversores	166
Potencia DC preliminar	59.487 MW
Potencia AC	54.78 MVA
DC/AC	1.21

Por lo que, como muestra la tabla 4, para **17 strings por inversor**, teniendo en cuenta los **166 inversores** que tenemos definidos como límite para **no superar los 55 MVA** permitidos, se obtienen **59.487 MW** y ratio **DC/AC de 1.21**, quedando por debajo de 1.25 del recomendado y evitando así una mayor pérdida por clipping a nivel inversor.

2.5.10 Pitch.

Se define pitch como a la distancia existente entre estructuras en las plantas fotovoltaicas. En el caso de estructuras fijas, este término sería el referido al espacio norte-sur existente entre ellas, en cambio, para casos en los que se trata de un seguidor o tracker, la distancia denominada pitch sería el espaciado este oeste. ^[75]

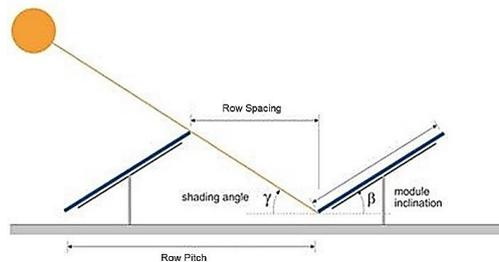


Ilustración 18. Definición de pitch. Fuente: PV Row Spacing calculator.

Debido a lo referido en el párrafo anterior, en el caso de estudio de este proyecto se tratará como pitch a la distancia este-oeste entre trackers.

2.5.10.1 Cálculo del pitch.

Para el cálculo de pitch, primero se define la distancia mínima necesaria a cumplir para evitar las sombras, este cálculo se define con la ecuación 10:

$$d_{\text{mínima}} = \frac{h}{\tan(61 - \text{latitud})} \quad (10)$$

- h : es la altura del obstáculo, en este caso estamos ante filas de paneles, por lo que la altura corresponde a la medida en base de la longitud del panel y su inclinación, como se muestra en la ilustración 19.

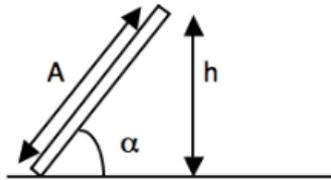


Ilustración 19. Esquema altura obstáculo. Fuente: Tecnosol.

Primero de todo hay que calcular la altura para el caso de estudio, siendo el ángulo el máximo de giro del tracker, 55° , la distancia “A” como la longitud del módulo o bien el ancho de la estructura, cuyo valor es de 2.384 m y con estos datos se puede obtener el valor de h :

$$h = A * \text{sen } \alpha \quad (11)$$

$$h = 2.384 \text{ m} * \text{sen } 55 = 2.278 \text{ m} * 0.81915 = \mathbf{1.95 \text{ m}} \quad (11.1)$$

Una vez obtenido ese valor, se puede calcular la distancia mínima referida en la ecuación 10, sabiendo que estamos en un emplazamiento de latitud 40:

$$d_{\text{mínima}} = \frac{h}{\tan(61 - \text{latitud})} = \frac{1.95 \text{ m}}{\tan(61 - 40)} = \mathbf{5.08 \text{ m}} \quad (10.1)$$

[78]

Por lo tanto, nuestro pitch deberá de ser mayor o igual a esta distancia mínima. Por intentar estar en el lado conservador de la configuración, se va a tender a aumentar este valor para asegurar las distancias además de estimar un pitch cuyo valor sea redondeado al primer decimal para facilitar las labores de ejecución de la planta.

Conociendo tanto las dimensiones del tracker, como la del pitch y las hectáreas disponibles en el área, 93.2 ha, es posible calcular cuántas estructuras cabrían siguiendo las siguientes directrices recomendadas:

- Espaciado norte-sur entre estructuras de al menos un 0.5m, para poder tener espacio de acción en caso de que sea necesario cualquier tipo de mantenimiento.
- Una restricción del 15% del área bruta, como se ha comentado previamente, para dejar el espaciado necesario para caminos, centros de transformación, etc.

Una vez definidas estas dos premisas, se puede hacer un primer cálculo para el caso de 50.487 MW de planta en las 93.2 hectáreas para ver si entra toda la potencia, relacionando ambas limitaciones, la potencia que ya se ha definido y el área disponible en la planta, para obtener de este modo el valor máximo de pitch disponible:

$$\frac{\text{Área útil total planta}}{\text{DC total planta (MW)}} = \frac{\text{Área una estructura+espacios}}{\text{Potencia DC una estructura}} \quad (12)$$

$$\frac{\text{Área útil}}{\text{DC (MW)}} = \frac{\text{Área abarcada por estructura}}{N_{\text{mod}} \times \text{string} \times n_{\text{string}} \times \text{estructura} \times \text{Potencia del módulo}} \quad (12.1)$$

$$\frac{\text{Área bruta}}{\text{DC (MW)}} = \frac{\text{pitch} \times (\text{longitud del tracker} + \text{espaciado NS})}{(1 - \text{Exclusión de área}) \times \text{tipo de estructura} \times \text{Potencia del módulo}}$$

$$\frac{1}{\text{pitch máx}} = \frac{\text{DC (MW)} \times (\text{longitud del tracker} + \text{espaciado NS})}{\text{Área bruta} \times (1 - \text{Exclusión de área}) \times \text{tipo de estructura} \times \text{Potencia del módulo}} \quad (12.2)$$

$$\frac{1}{\text{pitch máx (m)}} = \frac{59.487 \times 10^6 \text{ W} \times (40.993 + 0.5) \text{ m}}{93.2 \times 10^4 \text{ m}^2 \times (1 - 15\%) \times 1 \times 31 \times 680 \text{ W}} = 0.1478057 \text{ m}^{-1} \quad (12.2)$$

$$6.766 \text{ m} \leq \text{pitch} \geq d_{\text{mínima}} = 5.08 \text{ m}$$

El objetivo es maximizar la potencia de la planta siempre y cuando ésta quepa en el área disponible, por lo tanto, el valor del pitch estará definido entre los 6.766 m como máximo y los 5.1 m como mínimo que se habían calculado.

Siguiendo la teoría, lo más adecuado sería definir el pitch en su valor máximo siendo éste los 6.766 m, pero también hay que tener en consideración de que este valor se ha de construir en planta, y tener una precisión a la hora de colocar las estructuras de 6.766 m es complicado, por lo que se va a definir el pitch en 6.7 m, redondeando hacia abajo el valor máximo para permitir una mayor facilidad a la hora de implantar la instalación.

Pitch = 6.7 m

2.5.11 Área implantación fotovoltaica.

Del mismo modo que se ha realizado el cálculo del pitch, se va a definir cuántas hectáreas útiles se utilizan para la planta solar:

$$\frac{\text{Área útil}}{DC (MW)} = \frac{\text{Área abarcada por estructura}}{N_{mod} \times string \times n_{string} \times estructura \times \text{Potencia del módulo}} \quad (12.1)$$

$$\frac{\text{Área útil}}{DC (MW)} = \frac{pitch \times (\text{longitud del tracker} + \text{espaciado NS})}{N_{mod} \times string \times n_{string} \times estructura \times \text{Potencia del módulo}} \quad (12.1)$$

$$\frac{\text{Área útil}}{59.487 \times 10^6 W} = \frac{6.7m \times (40.993 + 0.5) m}{31 \text{ mod} \times string \times 1 \text{ string} \times estructura \times 680 Wp} = 784514.73 m^2 = 78.45 ha \quad (12.1)$$

Área útil = 78.45 ha

Teniendo en cuenta el 15% de exclusiones:

$$\text{Área} = 78.45 ha \times 1.15 = 90.22 ha \leq \text{Área bruta}$$

En definitiva, la potencia definida entra en el área disponible, así como queda validada la configuración que se está tratando en esta memoria.

2.5.12 Número de módulos totales preliminares.

Sabiendo la potencia total de la planta, el número de módulos necesarios serán:

$$N_{mod} = \frac{59.487 * 10^6 W}{680 W} = \mathbf{87480 \text{ módulos}} \quad (13)$$

El número de módulos totales para alcanzar la potencia preliminar de la planta alcanza el valor de **87480 módulos**.

2.5.13 Número de strings.

Para la obtención este valor, se va a definir primero la potencia de un string, una vez calculado se procederá con la potencia total de la planta y a la definición del número de strings necesarios para alcanzar dicha potencia:

$$P_{string} = P_{módulo} * n_{modxstring} \quad (14)$$

Recordando que el número de módulos por string es de 31, y que la potencia del módulo es de 680 Wp:

$$P_{string} = 680 W * 31 \text{ mod } x \text{ string} = \mathbf{21080 W} \quad (14.1)$$

Teniendo en cuenta los 59.487 MW de la planta, se define el número de strings:

$$N_{strings} = \frac{59.487 * 10^6 W}{21080 W} = \mathbf{2821.963 \text{ strings}} \quad (15)$$

Nstrings = 2822 strings

Como se observa si se realiza la operación inversa, sabiendo el número de strings y sabiendo la cantidad de módulos por string:

$$N_{mod} = 31 \text{ mod } \times \text{string} * 2822 \text{ strings} = \mathbf{87482 \text{ módulos}} \quad (16)$$

2.5.14 Corrección número de módulos totales de la planta.

El número de módulos totales que se han de utilizar teniendo en cuenta el número de strings necesarios y la disposición de los módulos por cada string, asciende al valor de **87482 módulos**.

2.5.15 Corrección potencia DC (MW) de la planta.

Una vez definida la corrección del número de módulos de la planta, se produce una ligera modificación de la potencia de la planta:

$$P_{DC} (MW) = 87482 \text{ mod} * 680 \text{ Wp} = \mathbf{59.488 MW} \quad (17)$$

Potencia DC definitiva = 59.488 MW

2.5.16 Número de estructuras.

Por cada estructura existe 1 string, por lo que el número de estructuras sería el mismo que el de strings, si no fuera porque las estructuras son bifila, es decir, por un motor mueve dos estructuras y para el recuento será 2 strings por estructura bifila:

N estructuras = N strings / 2 = 1411 estructuras 1V bifila

2.5.17 Corrección área útil definitiva.

Al haber aumentado dos módulos al total de los módulos de la planta, el área útil va a modificarse ligeramente, aun así se realiza de nuevo el cálculo.

$$\frac{\text{Área útil}}{DC (MW)} = \frac{\text{Área abarcada por estructura}}{N_{\text{mod}} \times n_{\text{string}} \times n_{\text{string}} \times \text{estructura} \times \text{Potencia del módulo}} \quad (12.1)$$

$$\frac{\text{Área útil}}{59.488 \times 10^6 W} = \frac{6.7 m \times (40.993 + 0.5) m}{31 \text{ mod} \times \text{string} \times 1 \text{ string} \times \text{estructura} \times 680 Wp} = 784524.73 m^2 = 78.45 ha \quad (12.3)$$

Se comprueba que la variación es mínima, y en valores de hectáreas con precisión de dos decimales no se percibe, pero, sin embargo, observando los metros cuadrados se ve dicha variación.

Área útil definitiva = 78.45 ha

2.5.18 Configuración definitiva

PROYECTO		PV Claudia Delgado
País		España
Provincia		Toledo
Latitud, longitud, elevación		40.025 °N, -4.320 °E, 540m
Módulo solar		Vertex N Trina Solar Bifacial
Potencia módulo		680 Wp
Inversor		Huawei Technologies SUN2000-330KTL-H1
Potencia máxima		330 kVA
Estructura		Tracker STI Norland HI 250
Tipo		1V Bifila
Ángulo de giro		+/-55°
Número de módulos		87482
Nmod x string		31
Nstring x estructura		1
Estructura definitiva		Tracker - 1x31 bifila
Longitud estructura		40.993 m
Ancho estructura		2.384 m
Pitch		6.7 m
Nstrings		2822
Nestructuras bifila		1411
Ninversores		166
N string x inversor		17
Factor de potencia		0.9
Potencia DC		59.488 MW
Potencia AC		54.87 MVA
DC/AC		1.21

2.6 Programa de simulación.

Para la simulación y estudio de este proyecto se va a utilizar el software **PV Syst 7.1**. Este software es una herramienta que desarrolla instalaciones fotovoltaicas, ya sean para autoconsumo o de conexión a red.

Gracias a este software se realiza un análisis completo de este tipo de sistemas por medio de la introducción de una base de datos meteorológica que se obtendrá de **SolarGIS**, una herramienta de análisis de datos solares según la ubicación deseada.

Así mismo se necesitará la participación del software **Meteonorm**, para completar los datos meteorológicos que falten en SolarGIS y sean necesarios en PV Syst para una mayor precisión. De Meteonorm también se obtendrá lo denominado horizonte. Este archivo se trata de una línea que traza las sombras lejanas del emplazamiento en base al azimut y a la altura del sol, lo que ayudará al cálculo de las pérdidas que se producirán en la simulación.

En PV Syst también se definirán los parámetros requeridos de cálculo obtenidos en el punto 2.5. de esta memoria, gracias a los cuales se puede definir la planta. Se necesitarán los archivos tanto del módulo solar, como del inversor.

Una vez definido toda la planta se simulará y se obtendrá la producción y los datos básicos para definir su estudio y las pérdidas producidas.

2.7 SolarGIS

Su uso radica en la introducción de las coordenadas del emplazamiento de estudio, 40.025 °N, -4.320 °E:

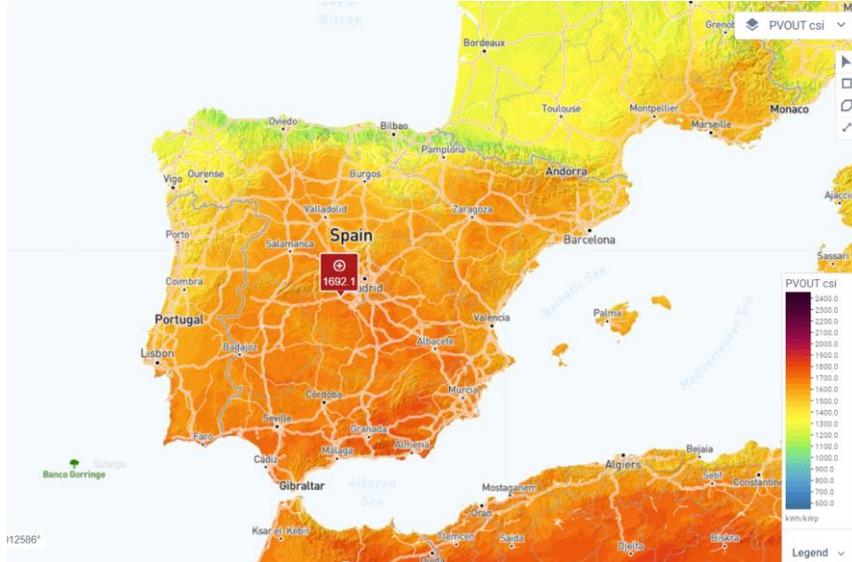


Ilustración 20. Mapa de datos meteorológicos. Fuente: SolarGIS.

Una vez se definen las coordenadas del lugar, aparece en el mapa como la ilustración 20. Y gracias a ello se pueden obtener los datos del emplazamiento como los de la tabla 5:

Tabla 5. Datos meteorológicos mensuales. Fuente: SolarGIS.

Month	GHIm	Diffm	DNIm	T24	ALBm	WSm	RHm	PRECm
Jan	67.2	25.2	113.8	6.1	0.16	2.6	81	52
Feb	90.2	30.8	130.4	7.8	0.17	2.6	72	47
Mar	142.3	47.6	167.8	10.9	0.19	2.8	64	36
Apr	173.1	59.1	176.5	13.4	0.19	2.8	62	47
May	206.7	69.9	197.7	17.6	0.21	2.5	57	44
Jun	230.7	67.4	231.4	23.1	0.23	2.6	45	25
Jul	247.3	56.5	274	26.3	0.23	2.5	37	8
Aug	217	55	243	25.9	0.23	2.4	39	10
Sep	161.4	48.4	188.1	21.2	0.21	2.3	50	28
Oct	115.4	40.2	150.5	15.9	0.18	2.3	66	49
Nov	73.3	27.6	115.2	9.9	0.16	2.5	76	62
Dec	58.5	23	104.2	6.6	0.15	2.4	81	58
Year	1782.9	550.6	2092.5	15.4	0.19	2.5	61	466

Siendo los datos los siguientes:

- **GHI_m**: suma mensual media de la irradiación horizontal global. (Kwh/m²)
- **Diff_m**: suma media mensual de la irradiación horizontal difusa. (Kwh/m²)
- **DNI_m**: suma media mensual de la irradiación directa normal. (Kwh/m²)
- **T24**: temperatura media del aire a 2m por encima del suelo. (°C)
- **ALB_m**: albedo mensual, reflexión sobre la superficie.
- **WS_m**: velocidad media mensual a 10 m sobre el nivel del suelo. (m/s)
- **RH_m**: humedad relativa media mensual a 2m sobre el nivel del suelo. (%)
- **PREC_m**: suma media mensual de la precipitación obtenida de la base de datos de Global Precipitation climatology. (mm)

[82]

Con los datos recolectados de SolarGIS, es posible introducir esta información en la base de datos meteorológica del proyecto en PV Syst. Serán necesarios los datos de la **irradiación global horizontal, de la irradiación difusa horizontal, la temperatura y la velocidad del viento**. Al ingresarlos se obtendrá la base de datos horaria para el emplazamiento seleccionado.

2.8 Meteonorm

Al igual que se ha realizado en el punto 2.7 con SolarGIS, se va a definir el emplazamiento de estudio en Meteonorm para obtener el horizonte de las sombras lejanas en el proyecto.

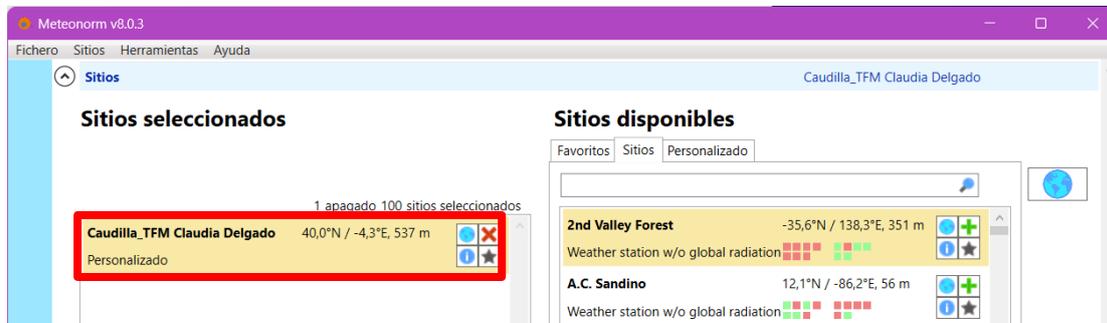


Ilustración 21. Ventana software Meteonorm. Fuente: Meteonorm.

Como se observa en la ilustración 21, el primer punto a realizar es la definición de las coordenadas. Para obtener el archivo del horizonte que más tarde se introducirá en el software de PV Syst, se ha de ir al apartado de data importada, en el que se descarga el horizonte topográfico del emplazamiento como muestra la ilustración 22:

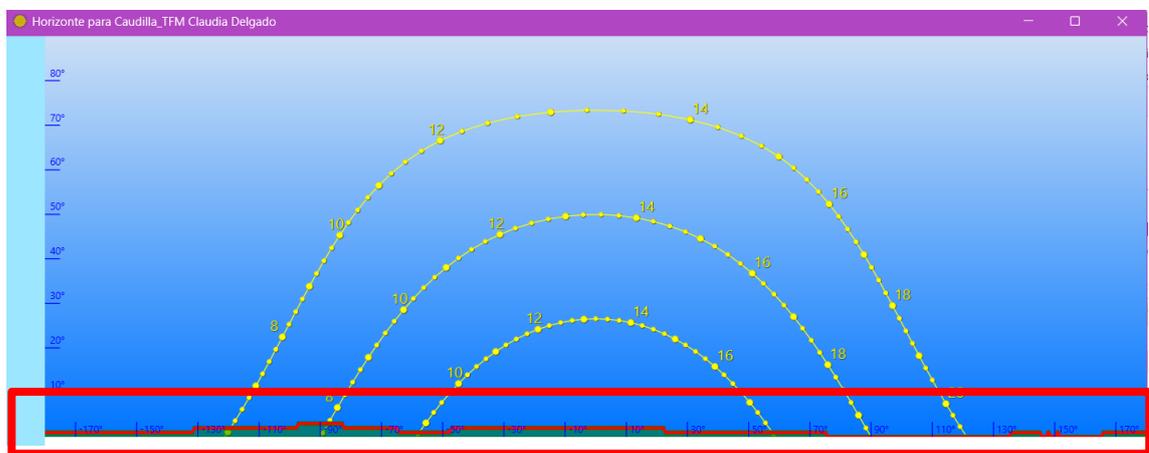


Ilustración 22. Horizonte topográfico del proyecto. Fuente: Meteonorm.

[83]

2.9 Definición de la planta en PV Syst.

Como se ha comentado previamente, PV Syst permite la simulación de proyectos fotovoltaicos de diferente manera, conectado a red, independiente o de bombeo. Para el caso de estudio se utilizará la opción de conectado a red como muestra la ilustración 23:

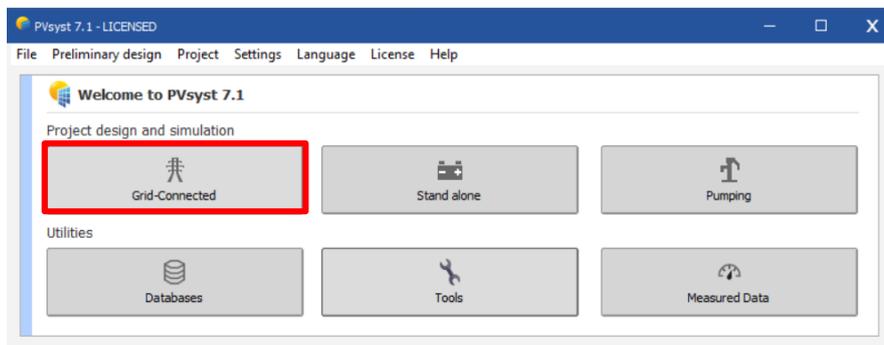


Ilustración 23. Selección de método de simulación. Fuente: PV Syst.

Para la definición del emplazamiento habrá que introducir tanto las coordenadas como los valores meteorológicos mensuales que se han obtenido en el punto 2.7. gracias al software Solar GIS.

Una vez se ha definido tanto el emplazamiento como los datos meteorológicos del mismo, hay que definir el sistema de estudio como se muestra en la ilustración 24:

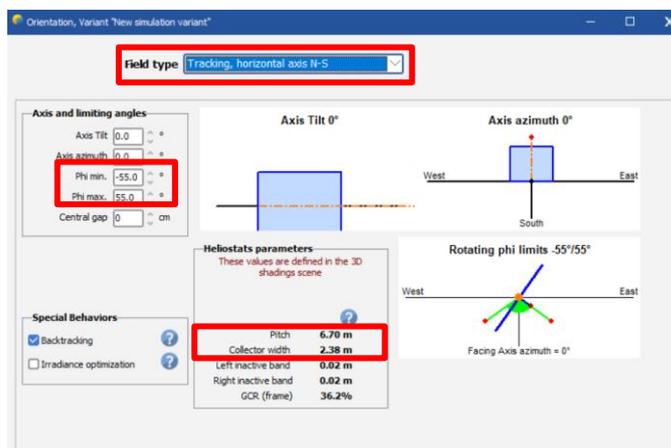


Ilustración 24. Ventana Orientación. Fuente: PV Syst.

Como se ha definido de manera teórica, se trata de una estructura tracker a un eje y cuya capacidad de rotación va desde los -55° hasta los 55° . El pitch es de 6.7m y la anchura de la estructura es de 2.384m tal y como se define en la ilustración 24.

Seguidamente se encuentra la descripción del sistema de estudio, en el que se definen los equipos seleccionados para este proyecto como aparece la ilustración 25:

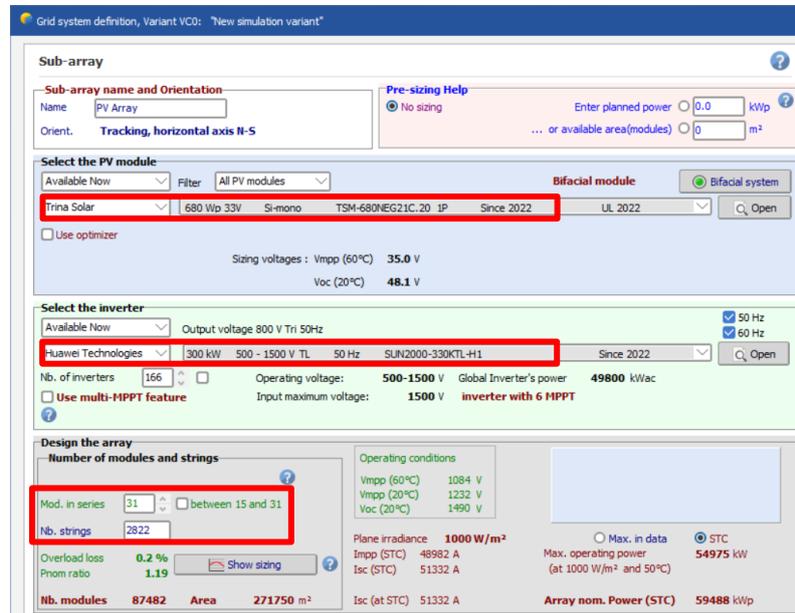


Ilustración 25. Ventana del sistema. Fuente: PV Syst.

En este punto se introducen todos los resultados de los cálculos obtenidos:

- Módulo Trina Solar 580Wp.
- Inversor Huawei Technologies SUN2000-330KTL-H1.
- Número de inversores: 166.
- Número de módulos por string: 31.
- Número de strings: 2822.

[84]

2.10 Cálculo de pérdidas

Para poder continuar con la definición del sistema para este proyecto se han de calcular y definir las distintas pérdidas que van a entrar en acción en esta planta solar.

2.10.1 Pérdidas por factor de temperatura

Tal y como indica PV Syst, el factor térmico de pérdidas se calcula con la ecuación 13:

$$U = U_C + U_V * \text{Velocidad del viento} \quad (13)$$

El comportamiento térmico de la planta influye mucho en las capacidades eléctricas, siendo un balance entre la temperatura del ambiente y el calentamiento que reside en las células fotovoltaicas.

Siguiendo la definición de la ecuación 13, el valor U se puede equivaler al factor de transferencia de calor que suele utilizarse en física para caracterizar ventanas o muros. Por lo que este valor queda definido por el método de montaje de los módulos en la planta.

Su definición viene definida en PV Syst según el tipo de montaje que se utilice, teniendo en cuenta que la capacidad calorífica del aire es muy baja, lo que quiere decir que el aire por debajo de los módulos solares alcanza de manera más o menos rápida la temperatura de estos por lo que no se produciría intercambio de calor.

Por parte del factor U_V del viento, es muy complejo su definición con precisión ya que la precisión de la velocidad del viento a 10 m de altura no es representativa de manera correcta, por lo que tampoco se puede obtener unas medidas fiables de estudio.

PV Syst indica en su software unos valores por defecto que son los siguientes:

- Sistemas independientes, es decir, circulación de aire alrededor de los módulos:

$$U_C = 29 \frac{W}{m^2 * K} \quad U_V = \frac{0 \frac{W}{(m^2 * K)}}{m/s}$$

- Sistemas con parte trasera aislada totalmente, es decir, no hay intercambio de calor por convección:

$$U_C = 15 \frac{W}{m^2 * k} \qquad U_V = \frac{0 \frac{W}{(m^2 * k)}}{m/s}$$

- Sistemas intermedios, es decir, con un conducto de aire por debajo de los módulos:

$$U_C = 20 \frac{W}{m^2 * k} \qquad U_V = \frac{0 \frac{W}{(m^2 * k)}}{m/s}$$

Para el caso de estudio de esta planta solar se va a tener en cuenta el caso del montaje de módulos con circulación de aire, es decir, el caso de sistemas independientes con valores U_c y U_v :

$$U_C = 29 \frac{W}{m^2 * k} \qquad U_V = \frac{0 \frac{W}{(m^2 * k)}}{m/s}$$

[84]

2.10.2 Pérdidas de cableado

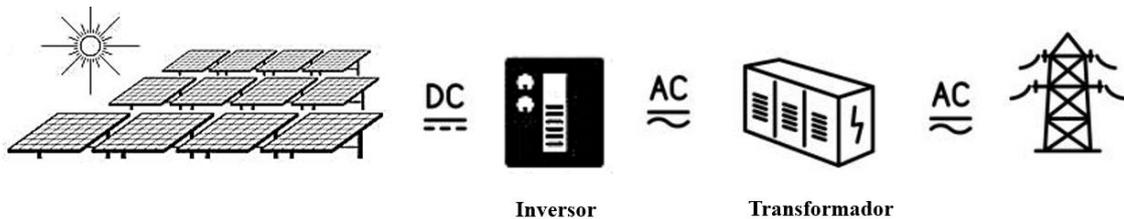


Ilustración 26. Cableado planta solar con inversor string. Fuente:Elaboración propia.

El cableado **desde los strings hasta los inversores será en baja tensión y en corriente continua**, ya que es lo que producen los módulos solares.

Una vez se alcanzan **los inversores, a su salida se obtiene el cableado de baja tensión, pero esta vez en corriente alterna**; para continuar su camino hasta la ubicación del transformador en donde ya **se transforma a cableado de media tensión en corriente**

alterna para llegar al punto de interconexión con la **red eléctrica**, tal y como se define en la ilustración 26.

El cableado que se elija debe tener un nivel de aislamiento en términos de electricidad clase 1, excepto el cableado de continua que debe ser del doble aislamiento de clase 2. Además, todos los cables deberán de tener una clasificación de protección IP65.^[85]

Las pérdidas de cableado habitualmente contribuyen en un 2% a las pérdidas del sistema solar. Debido al uso en este proyecto de inversores string en donde se demuestra en la ilustración 23 que el porcentaje de cable de corriente alterna es superior al de corriente continua, **se define un 1.5% de pérdidas de cableado en corriente alterna y un 0.5% de pérdidas de cableado por corriente continua.**^[86]

Una vez se define estos porcentajes, el software calcula como **sección de cableado mínima en alterna de 185 mm².**^[84]

También permite la selección del material del cable entre aluminio y cobre, es sabido que para la resistencia a tracción y el alargamiento de los cables durante el tendido y montaje de la planta solar es **mejor los que tienen núcleo de aluminio**, por eso mismo la selección para este proyecto será con este tipo de material.^[87]

2.10.3 Pérdidas del transformador

Se dividen en dos los tipos de pérdidas que se sufren en un transformador:

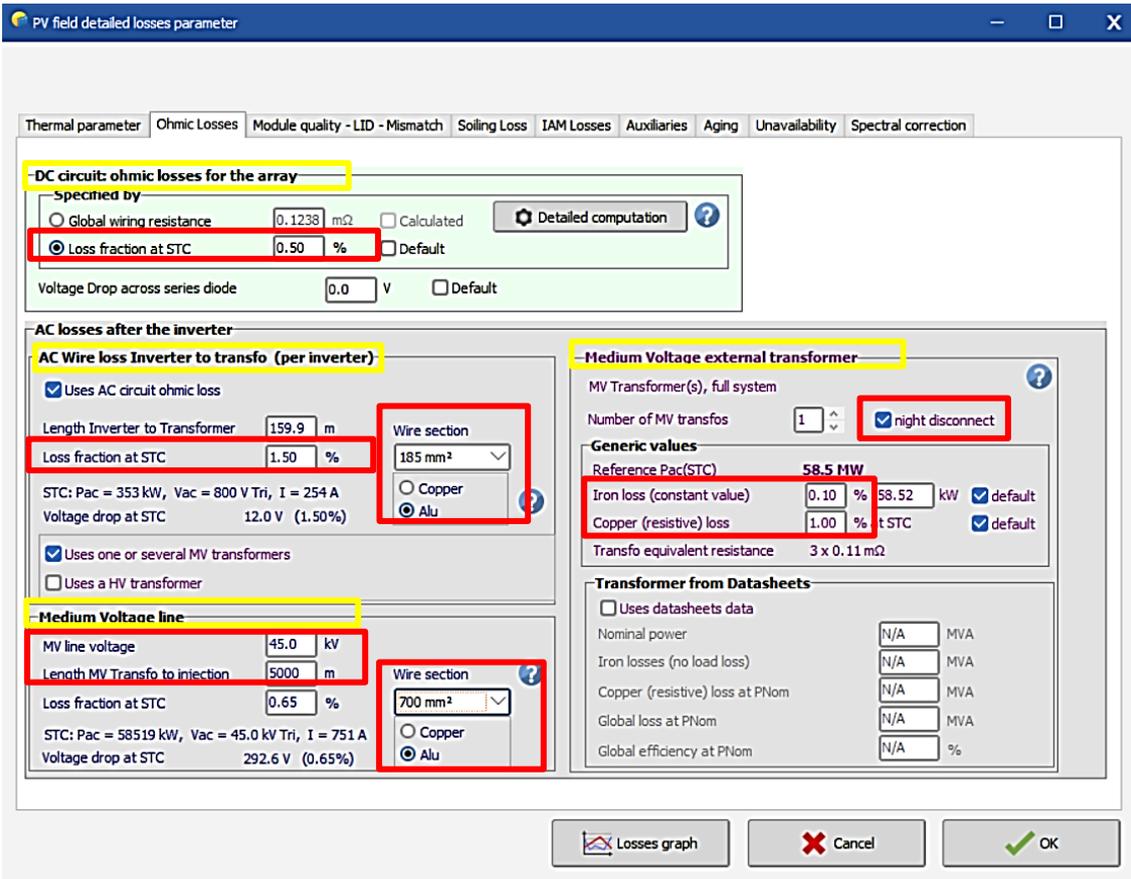
- **Pérdidas en el hierro**: para la definición de este tipo se ha de tener en cuenta que son proporcionales al cuadrado de la tensión. El software de estudio supone una tensión constante de red, lo que genera que por defecto el valor de estas pérdidas ascienda a **0.1% de la potencia nominal**. Por otro lado, al ser dicho valor constante durante la noche generaría un rendimiento negativo de la energía a red por lo que se simulará con la opción de **desconexión nocturna.**^[84]
- **Pérdidas en el cobre**: se calcula como la resistencia por la intensidad al cuadrado. En este caso, este tipo de pérdidas es proporcional a la corriente como se indica en su cálculo. Su **valor por defecto** en PV Syst que es el que se va a seleccionar es de un **1%.**^[84]

2.10.4 Pérdidas en la línea de media tensión.

Es conocido que **la subestación de Torrijos de Iberdrola se encuentra a 5 kilómetros del emplazamiento seleccionado** para la planta de estudio de este proyecto.

Además, **la tensión de dicha línea será de 45 kV**, que es la conexión que tiene la propia subestación por lo que introduciendo estos valores en el software de la simulación y manteniendo el aluminio como material escogido para este tramo de nuevo, se observa que **la sección necesaria mínima de cable que permite seleccionar PV Syst será de 700 mm²**.

2.10.5 Resumen pérdidas óhmicas en PV Syst



The screenshot displays the 'PV field detailed losses parameter' window, which is divided into several sections for configuring loss calculations:

- DC circuit: ohmic losses for the array:** Includes 'Specified by' options for 'Global wiring resistance' (0.1238 mΩ) and 'Loss fraction at STC' (0.50 %). A 'Voltage Drop across series diode' is set to 0.0 V.
- AC losses after the inverter:** Contains 'AC Wire loss Inverter to transfo (per inverter)' with 'Length Inverter to Transformer' (159.9 m) and 'Loss fraction at STC' (1.50 %). It also includes 'Medium Voltage external transformer' settings like 'Number of MV transfos' (1) and 'night disconnect' (checked).
- Medium Voltage line:** Shows 'MV line voltage' (45.0 kV) and 'Length MV Transfo to injection' (5000 m), with a 'Loss fraction at STC' of 0.65 % and a 'Wire section' of 700 mm².
- Generic values:** Lists 'Reference Pac(STC)' (58.5 MW), 'Iron loss (constant value)' (0.10 %), and 'Copper (resistive) loss' (1.00 %).
- Transformer from Datasheets:** Provides fields for 'Nominal power', 'Iron losses (no load loss)', 'Copper (resistive) loss at PNom', 'Global loss at PNom', and 'Global efficiency at PNom'.

At the bottom of the window, there are buttons for 'Losses graph', 'Cancel', and 'OK'.

Ilustración 27. Ventana pérdidas óhmicas. Fuente: PV Syst.

2.10.6 Calidad del módulo

La definición de este valor en la simulación es la confianza que se tiene en el rendimiento del propio módulo seleccionado. El valor que aparece por defecto en el software es equivalente a un cuarto de la tolerancia que aparece en el anexo 6.1 datasheet del módulo de estudio, para nuestro caso ese valor de tolerancia es de $\pm 3\%$, por lo que nuestro valor por defecto es de $\pm 0.75\%$.

La precisión de este valor en el software solo alcanza un decimal, por lo que aparece -0.8% , al aparecer como valor negativo este valor se transforma en una ganancia lo que afecta a una ganancia en la producción del string en todas las condiciones de funcionamiento.

Se seleccionará el valor conservador, es decir, no se va a tener en cuenta que los módulos tendrán una ganancia en el string de producción si no una pérdida ya que no se supondrá que los módulos trabajen mejor que lo definido propiamente por lo que esta **pérdida de calidad será definida como 0.8% en positivo** en el software y no en negativo como de manera inicial aparece.

[84]

2.10.7 Pérdida LID

El LID, es decir, “Light Induced Degradation”, es la pérdida de potencia en los módulos solares debido a las primeras exposiciones a la luz del Sol en los módulos. Esta degradación está relacionada con la calidad de fabricación de las obleas de los distintos paneles y debido a ello puede resultar una disminución tanto de eficiencia como de rendimiento.^[88]

Este valor aparece en el anexo 6.1. del datasheet del módulo como un **1% de pérdida** en el primer año.

2.10.8 Pérdidas por mismatch

PV Syst tiene una herramienta interna que permite la definición de las pérdidas de potencia por MPP. Para su uso se ha tenido en cuenta que la tolerancia de valores eléctricos que aparece en el anexo 4.1. del datasheet del módulo es de $\pm 3\%$ como se

observa en la ilustración 25, con el valor de irradiancia **en condiciones estándar de 1000 W/m²** y **la temperatura de 25°C**:

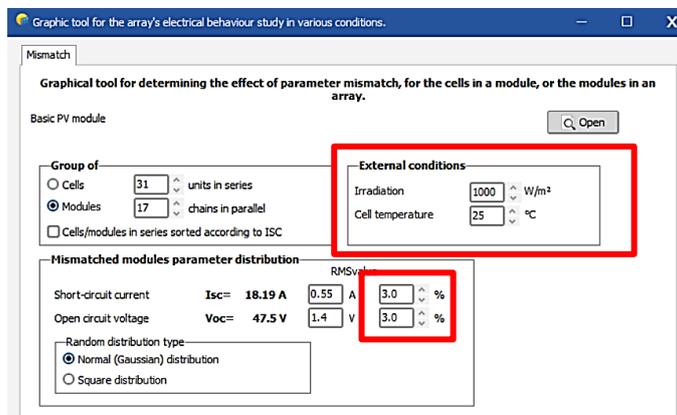


Ilustración 28. Ventana herramienta del comportamiento del string. Fuente: PV Syst.

Gracias a esta herramienta se observa que el valor de **pérdidas de potencia por mpp es de 1.5%**.

Estas pérdidas son importantes ya que definen el desajuste existente entre los valores de los módulos de un mismo string, ya que todos estos módulos seguirán el comportamiento del módulo cuya corriente sea menor. Por otro lado, **las pérdidas de desajuste por strings** son mucho menores por lo que **se mantendrá el valor por defecto de 0.1%**.

[84]

2.10.9 Resumen pérdidas del módulo, LID, mismatch.

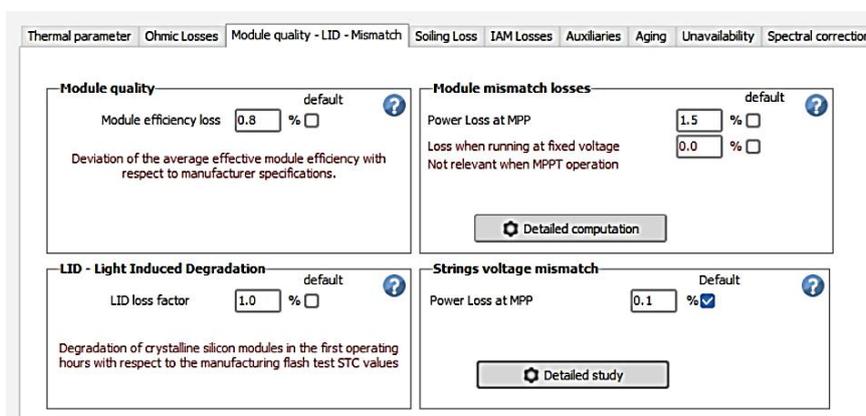


Ilustración 29. Ventana PV Syst pérdidas módulo, LID, mismatch. Fuente: PV Syst.

2.10.10 Pérdidas por suciedad

La acumulación en los módulos solares causa unas pérdidas significativas que afectan tanto a la potencia como a su rendimiento. El software índice que para las zonas con **lluvias frecuentes y siendo residenciales** el valor de esta pérdida es muy bajo, siendo **menor del 1%**, que, en caso de la existencia de aves en el entorno, sus desechos llegarían a tener un impacto de hasta el 2%.^[84]

Es bien sabido que en emplazamientos con altos porcentajes de precipitaciones en su meteo generan unas pérdidas menores por suciedad que respecto a otras ubicaciones. Tal y como se puede observar en la tabla 5 de los datos meteorológicos mensuales de la planta de estudio, y poniendo un valor a partir del cual se considera lluvia escasa en 30 mm, existe un período de 4 meses en los que la precipitación es menor a la que se estima límite de 30 mm.

Se estima que habrá una **pérdida anual del 1.5%** debido a esta acumulación de suciedad en los módulos, este valor preliminar considera al menos una limpieza al año de los módulos instalados en planta.

2.10.11 Pérdidas por IAM

Las pérdidas por IAM (“Incidence Angle Modifier”) son referidas a aquellas pérdidas por reflexión que sufre la cubierta del módulo solar debido a los reflejos que se producen en la cubierta de vidrio que aumentan con el ángulo de incidencia.^[89]

Para el caso de estudio, se utilizará el modelo de pérdidas específico del módulo solar seleccionado, ya que el software ofrece la opción de elegir diferentes métodos de cálculo y uno de ellos se basa en la información proporcionada en el archivo del módulo.

2.10.12 Pérdidas por sombras

2.10.12.1 Pérdidas por sombras lejanas

Se retoma el punto 2.8 de esta memoria en dónde se indica que los datos del horizonte se han obtenido del software Meteonorm. En este punto de la simulación se introduce este horizonte que permitirá evaluar objetos lo suficientemente lejos como para considerar que realmente actúan sobre la planta solar de manera general en un instante dado. [84]

Tal y como se mostraba en la ilustración 22, la ilustración 30 muestra la ventana en la que se introduce el horizonte del proyecto que es idéntico en ambas ilustraciones.

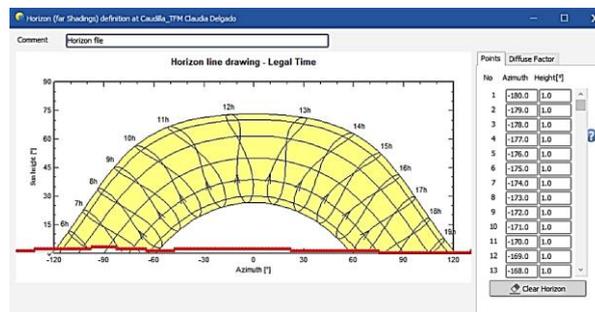


Ilustración 30. Ventana Far Shadings. Fuente: PV Syst.

2.10.12.2 Pérdidas cercanas

Para calcular las pérdidas que se producen entre las propias estructuras, se debe crear un subcampo tipo perteneciente a la planta solar. En este subcampo, se definen las dimensiones de la estructura y las distancias que se han tenido en cuenta entre ellas. Estos parámetros son necesarios para determinar con precisión el valor de las pérdidas por sombreado entre las estructuras:

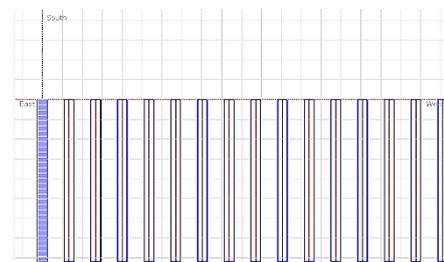


Ilustración 31. Ventana de near shadings. Fuente: PV Syst.

- Número de módulos por string.
- Número de strings por estructura.

- Longitud de estructura.
- Ancho de estructura.
- Pitch.

En este subcampo mostrado en la ilustración 31, no es necesario definir todas las estructuras totales de la planta, si no una parte para hacer el estudio de las sombras potenciales cercanas que pueden producirse en la planta.

2.10.13 Factor de potencia.

Se ha realizado el estudio y cálculos teóricos teniendo en cuenta un factor de potencia supuesto de 0.9 a nivel de inversor, este valor hay que tenerlo presente del mismo modo en la simulación del proyecto.

La energía a red que se calcula con la simulación es la energía real expresada en kWh, es cierto que Red Eléctrica Española puede necesitar en ciertos momentos producir cierta energía reactiva para compensar los posibles equilibrios de otros puntos.

Es en este punto en dónde entra a tomar importancia el factor de potencia, que es la relación existente entre la energía activa y la aparente, es decir la energía aparente corresponde a la energía activa entre dicho factor de potencia.

2.10.14 Indisponibilidad de la red

Cuando se trata de la indisponibilidad de la red, se refiere a los posibles fallos o paradas de mantenimiento que puede haber en el sistema y que afectarían a la producción de la planta solar.

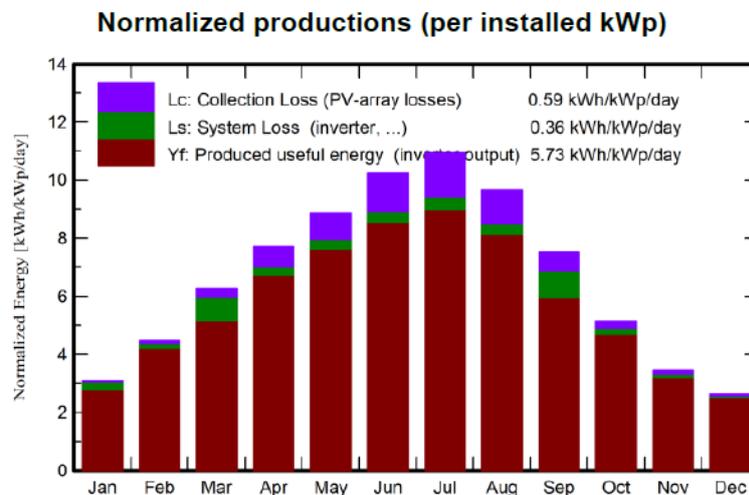
Por defecto este valor de **indisponibilidad de la red se le suele asociar el 2%**, tal y como indica el software de simulación y es el que se va a utilizar en la simulación de este proyecto.

2.11 Desarrollo de los resultados obtenidos en simulación PV Syst.

En el reporte de resultados incluido en el anexo 6.5 se pueden observar todos los datos que se han ido introduciendo y explicando desde el punto 2.6 hasta el punto 2.10 de esta memoria.

Como resultados de manera resumida que se encuentran en este reporte nos encontramos con los siguientes:

- Energía producida: 124340 MWh/año.
- EOH, que representa la producción de la planta durante su vida útil, en el caso de la simulación se obtienen las del primer año que alcanzan un valor de 2090 kWh/kWp/año. Se denomina a este valor como las horas equivalentes.
- Performance ratio: este valor se refiere a la discrepancia entre el rendimiento del sistema solar y el rendimiento de referencia, en el caso de la simulación alcanza un valor de 85.77%.
- Energía aparente: 138138 MVAh.



Gráfica 5. Producción normalizada. Fuente: PV Syst.

En la gráfica 5, que aparece a su vez en el reporte de PV Syst en el anexo 6.5, se puede notar que la producción máxima de energía se logrará en el mes de julio, mientras que la producción mínima se obtendrá en el mes de diciembre.

2.11.1 Diagrama de pérdidas.

En la ilustración 32 se muestra el diagrama de pérdidas completo que se obtiene del caso de estudio de este proyecto, que será detallado en los siguientes puntos.

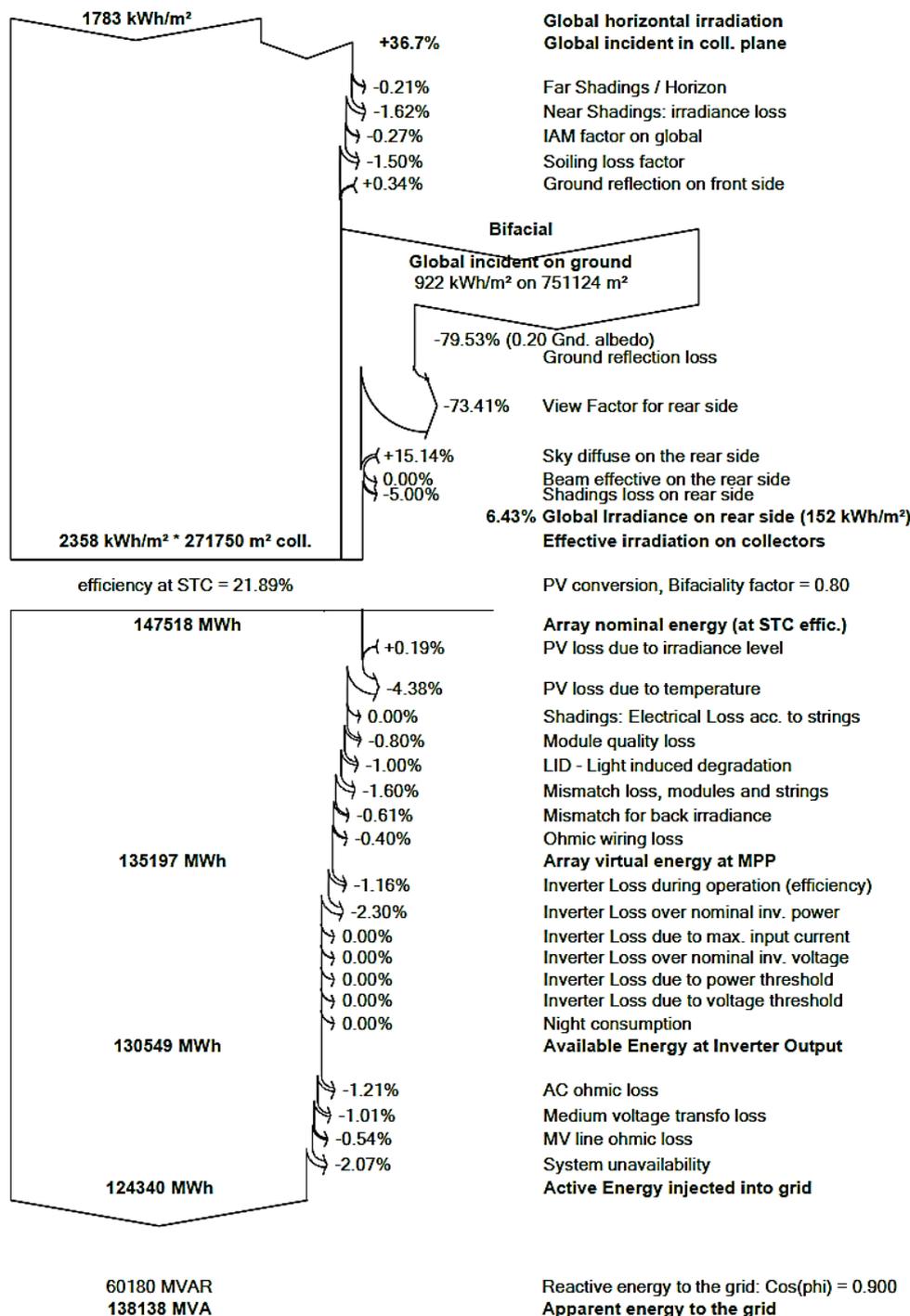


Ilustración 32. Diagrama de pérdidas de la simulación. Fuente: PV Syst.

2.11.2 Detalle de pérdidas de simulación.

2.11.2.1 Pérdidas que se producen antes de llegar a la célula del módulo.

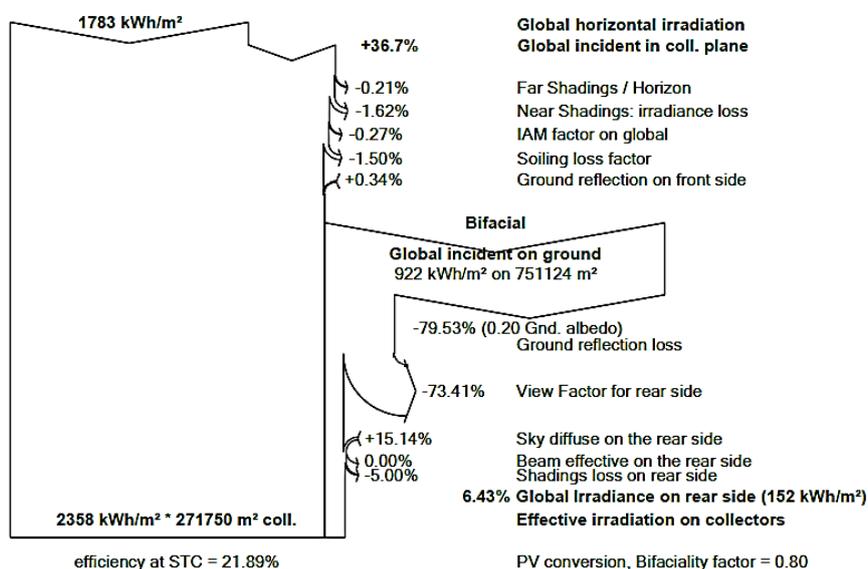


Ilustración 33. Zoom diagrama de pérdidas antes del módulo solar. Fuente: PV Syst.

Antes de alcanzar la célula del módulo solar se encuentra que la **radiación acumulada del recurso solar es de 1783 kWh/m²**, tal y como aparece en la ilustración 33.

Seguidamente aparecen las pérdidas asociadas a la radiación, se comienza con la definición de la radiación incidente perpendicular al plano de los módulos, denominada como “*Global incident in coll. plane*”, con el sombreado tanto lejano producido por el archivo de horizonte como el cercano debido a las posibles sombras entre una estructura y otra. En este apartado también se encuentra las pérdidas por IAM que se han definido previamente en los datos de introducción al software de PV Syst como el valor predeterminado por el módulo que se ha usado en la simulación. También aparece las pérdidas por suciedad que se definieron con el valor de 1.5%.

En el informe se menciona la bifacialidad del módulo, que se refiere a la capacidad del módulo de capturar la radiación solar tanto en la parte delantera como en la trasera. Se menciona que la **radiación incidente en el suelo debajo de la instalación es de 922 kWh/m²**, siendo el valor de la bifacialidad de un 80%. Además, va acompañado del factor del albedo que junto al factor de la parte trasera del módulo contribuyen a que la **radiación global en la parte trasera sea de 152 kWh/m²**.

2.11.2.2 Pérdidas en el módulo solar.

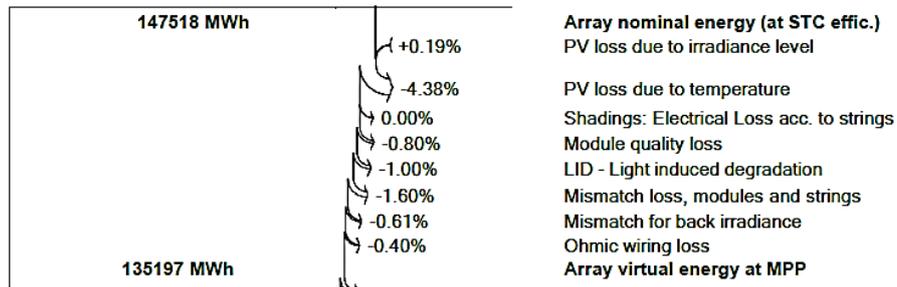


Ilustración 34. Zoom diagrama de pérdidas en el módulo solar. Fuente: PV Syst.

Una vez se llega al módulo aparece la energía en condiciones estándar que le llega, que en este caso es de **147518 MWh**. Una vez se alcanza este punto se producen las pérdidas derivadas al propio módulo solar, que son aquellas producidas por cómo es capaz el módulo de convertir la radiación, como se observa en la ilustración 34, se ve que esta pérdida aparece con el signo positivo, lo que se definiría como ganancia.

Se producen pérdidas debidas a la temperatura, las pérdidas de LID, las pérdidas de mismatch definidas por las diferencias entre módulos y strings comentadas en los puntos anteriores de la definición de pérdidas para la simulación y aparece el mismatch que se produce por el desajuste de la irradiancia trasera del módulo, además de las pérdidas por cableado.

Tras haber barrido todas las pérdidas que se producen en el módulo, se obtiene el resultado de la **energía que sale de los mismos**, “Array virtual energy at MPP”, que en este caso es de **135197 MWh**.

2.11.2.3 Pérdidas en el inversor

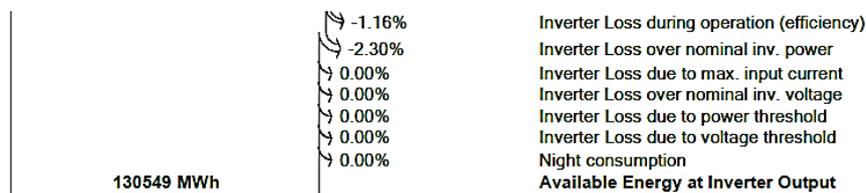


Ilustración 35. Zoom diagrama de pérdidas en el inversor. Fuente: PV Syst.

Tras la salida de la energía de los módulos, se encuentra el inversor y sus pérdidas correspondientes, tal cual aparece en la ilustración 35. Las pérdidas de eficiencia que se encuentran son las relativas a la eficiencia del inversor de convertir la corriente continua en alterna. Las pérdidas por clipping, ya explicadas en la memoria de este documento son las pérdidas relativas a las pérdidas del inversor sobre la potencia nominal (“*Inverter loss over nominal inv. power*”).

Una vez superadas estas pérdidas se obtiene **la energía disponible a la salida del inversor, que en este caso de estudio es de 130549 MWh.**

2.11.2.4 Después del inversor.

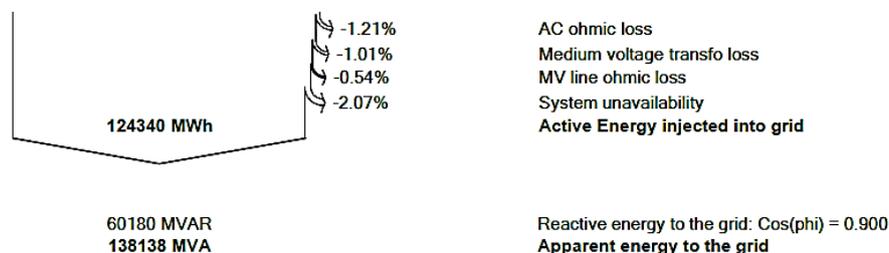


Ilustración 36. Zoom diagrama de pérdidas a la salida del inversor. Fuente: PV Syst.

Finalmente, en la ilustración 36 se presentan las distintas pérdidas que corresponden a las pérdidas en corriente alterna (AC), las pérdidas del transformador, las pérdidas de línea y la indisponibilidad de la red. Lo que todo ello nos dejaría **una energía de 124340 MWh en el punto de interconexión definido.**

Obteniendo como resultado definitivo que **la energía aparente enviada a red alcanza el valor de 138138 MVA con un factor de potencia previamente definido de 0.9.**

2.12 Reducción de recursos de combustibles fósiles y prevención de la contaminación.

En la tabla 6 se presentan los valores de los factores de emisión de gases de efecto invernadero (GEI) en la península ibérica, donde se encuentra ubicado el emplazamiento del proyecto de estudio.

Estos factores de emisión permiten evaluar la reducción de gases de efecto invernadero que se logran mediante el uso de una planta solar fotovoltaica en vez de otras fuentes de generación de electricidad mostradas en dicha tabla.

Tabla 6. Factores de emisión de GEI. Fuente: Red Eléctrica España.

Sistema peninsular	
Tecnología	Emisiones de CO2 equivalente (tCO2-eq/MWh)
Central térmica de carbón	0.95
Central térmica de ciclo combinado (Gas natural)	0.37
Central térmica Fuel-gas	0.77
Cogeneración	0.38
Residuos	0.24

[92]

Una vez definidos estos factores y con el conocimiento de que el proyecto de esta memoria **alcanza una producción de 124340 MWh/año** en el primer año.

Con la siguiente ecuación 13, suponiendo un estudio a 30 años de la planta solar se obtienen las emisiones evitadas de CO₂ de las diferentes tecnologías mostradas en la tabla 6:

$$\text{Emisiones evitadas} = \text{Factor de emisiones} \frac{tCO_2}{MWh} * \text{Producción} \frac{MWh}{año} * 30 \text{ años} \quad (13)$$

Aplicando esta ecuación se obtiene la tabla 7 en la que en la última columna se muestran las emisiones de CO₂ equivalentes evitadas si se implantara una planta de energía solar fotovoltaica con las características de este proyecto con respecto de las tecnologías mostradas, se añade un ejemplo del cálculo para el caso de la central térmica de carbón:

$$\text{Emisiones evitadas caso 1} = 0.95 \frac{tCO_2}{MWh} * 124340 \frac{MWh}{año} * 30 \text{ años} = 3.543.690 tCO_2 \quad (13.1)$$

Del mismo modo se ha realizado los cálculos para el resto de tecnologías mostradas:

Tabla 7. Emisiones de CO2 equivalente evitadas con la planta solar fotovoltaica con respecto de diferentes tecnologías. Fuente: Elaboración propia.

Sistema peninsular		
Tecnología	Emisiones de CO2 equivalente (tCO2-eq/MWh)	Emisiones de CO2 equivalente evitadas (tCO2-eq)
Central térmica de carbón	0.95	3.543.690
Central térmica de ciclo combinado (Gas natural)	0.37	1.380.174
Central térmica Fuel-gas	0.77	2.872.254
Cogeneración	0.38	1.417.476
Residuos	0.24	895.248

Por lo que como mínimo se ve una **reducción de 895.248 toneladas de CO₂** equivalente para el caso de los residuos, que es la parte **menos desfavorable** de las estudiadas en las tablas 6 y 7, y **para el caso más desfavorable** estaríamos en un ahorro de **3.543.690 toneladas de dióxido de carbono** en vez de la implantación de una central térmica de carbón, demostrando de este modo que las energías renovables y más en concreto la energía solar fotovoltaica es una tecnología factible y a la orden del día.

Capítulo 3. PRESUPUESTO ESTIMADO.

Para la realización de un presupuesto preliminar estimado de la planta definida durante la memoria de este proyecto se han utilizado valores de precios unitarios por Wp (€/Wp) obtenidos gracias a **International Renewable Energy Agency (IRENA)** en donde describe de manera desglosada por diferentes tecnologías renovables los valores de Capex necesarios para realizar el estudio económico de esta planta solar, con la aportación de la comisión Europea. ^[93] El coste de la obra civil se ha obtenido gracias al software **CYPE**, en el que se ha incluido el acondicionamiento del terreno y los caminos internos, suponiendo que el resto de obra civil va incluido en el resto de los valores. ^[96]

Se incluye además en dicho presupuesto tanto el **beneficio industrial como los gastos generales y el impuesto sobre el valor añadido** tipo para los proyectos.

Tabla 8. Presupuesto estimado. Fuente: Elaboración propia.

	Unidad	Cantidad (Wp)	Precio unitario (€/Wp)	Precio final
EQUIPO PRINCIPAL				
Módulo Vertex N Trina Solar Bifacial 680 Wp	Potencia pico	59,487,760	0.26	15,466,817.60 €
Inversor Huawei Technologies SUN2000-330KTL-H1	Potencia pico	59,487,760	0.0482	2,867,296.54 €
Estructura STI Norland HI 250	Potencia pico	59,487,760	0.098	5,829,800.48 €
HARDWARE				
Estantería y montaje	Potencia pico	59,487,760	0.06936	4,125,842.73 €
Conexión a red	Potencia pico	59,487,760	0.06632	3,945,268.71 €
Cableado	Potencia pico	59,487,760	0.04424	2,632,003.12 €
Seguridad y protección	Potencia pico	59,487,760	0.00405	240,765.36 €
Monitorización y control	Potencia pico	59,487,760	0.00432	257,181.18 €
	Unidad	Cantidad	Precio unitario (€/m2)	Precio final
OBRA CIVIL				
Acondicionamiento del terreno, desbroce y limpieza de terrenos de topografía plana con medios mecánicos.	m2	932,000	1.13	1,053,160.00 €
Caminos internos con anchura de 3m.	m2	74,560	15.50	1,155,680.00 €
	Unidad	Cantidad (Wp)	Precio unitario (€/Wp)	Precio final
INSTALACIÓN				
Instalación mecánica	Potencia pico	59,487,760	0.00069	41,039.55 €
Instalación eléctrica	Potencia pico	59,487,760	0.05298	3,151,837.42 €
Inspección	Potencia pico	59,487,760	0.01168	694,936.38 €

COSTES AÑADIDOS				
Costes de financiación	Potencia pico	59,487,760	0.00405	240,765.36 €
Diseño del sistema	Potencia pico	59,487,760	0.00442	262,653.12 €
Permisos	Potencia pico	59,487,760	0.03072	1,827,627.95 €
TOTAL				46,135,516.25 €
SPARE PARTS				
Sobrecoste para operación y mantenimiento posterior: rotura de equipos en ejecución, posibles problemas futuros, etc.		2%		922,710.32 €
PRESUPUESTO EJECUCIÓN MATERIAL				47,058,226.57 €
Beneficio industrial		6%		2,768,130.97 €
Gastos generales		8%		3,690,841.30 €
ANTES DE IVA				53,517,198.85 €
IVA		21%		11,238,611.76 €
PRESUPUESTO EJECUCIÓN POR CONTRATA				64,755,810.61 €

El presupuesto total estimado del proyecto asciende a 64,755,810.61€.

3.1 Operación y mantenimiento.

El presupuesto definido en la tabla 8 hace referencia al **CAPEX** de la planta, es decir gasto en capital sobre un activo. Para poder obtener el parámetro **Levelized Cost of Energy (LCOE)**, va a ser necesario tener una estimación del **OPEX**, que quiere referenciar a los gastos que se producen en operación y mantenimiento durante los años de estudio de la planta, que para el caso de este proyecto son de 30 años.

También con el aporte de los datos de IRENA, se puede tener una estimación del precio por potencia y año dedicado a los gastos de operación y mantenimiento. El rango en el que se suele tener este valor es entre 8 €/kW/año y 20 €/kW/año. Para realizar un cálculo preliminar se va a definir un **valor de operación y mantenimiento de 12€/kW/año.** ^[93]

3.2 Levelized Cost Of Energy (LCOE).

El LCOE como definición es el coste teórico de generación de electricidad, lo que nos permite evaluar tanto la inversión inicial con el mantenimiento y la tasa de descuento y tiempo de retorno. Este parámetro permite comparar los costes de las diferentes tecnologías. Para proceder a su cálculo se utilizará la ecuación 14:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (14)$$

Siendo los parámetros de cálculo los siguientes para calcular de manera estimada este valor:

- t, es el tiempo estimado de la instalación, en el caso de este proyecto 30 años.
- I, es la inversión inicial, lo que hace referencia al CAPEX calculado en la tabla 8.
- M, son los costes de operación y mantenimiento, OPEX, definidos de manera preliminar en el punto anterior.
- E, es la energía generada durante un tiempo determinado, 30 años.
- r, es la tasa de descuento, que se valorará en un 6%.

[94]

Para la obtención de la energía generada durante los 30 años, se ha de tener en cuenta el factor de degradación de la potencia del módulo que aparece en el documento técnico del módulo solar que se encuentra en el anexo 6.1 de esta memoria.

En dicho documento aparece que el porcentaje de degradación de este módulo es del 0.4% anual, por lo que con el conocimiento de que en el primer año se alcanzan 2090 kWh/kWp/año, se obtiene la tabla 9 que se muestra a continuación.

Tabla 9. Resultados estimados anuales proyecto para 30 años. Fuente: Elaboración propia.

Año	EOH (kWh/kWp/año)	Degradación	Producción (MWh)	$E_t/(1+r)^t$	CAPEX + OPEX	$(I_t+M_t)/(1+r)^t$
0	0		0	0.00	64,755,810.61 €	64,755,810.61 €
1	2090	0.000%	124340	117301.66	713,853.12 €	673,446.34 €
2	2089	99.960%	124290	110617.68	713,853.12 €	673,446.34 €
3	2088	99.920%	124191	104272.82	713,853.12 €	673,446.34 €
4	2085	99.880%	124042	98252.54	713,853.12 €	673,446.34 €
5	2082	99.840%	123843	92542.77	713,853.12 €	673,446.34 €
6	2078	99.800%	123595	87129.89	713,853.12 €	673,446.34 €
7	2073	99.760%	123299	82000.73	713,853.12 €	673,446.34 €
8	2067	99.720%	122954	77142.58	713,853.12 €	673,446.34 €
9	2060	99.680%	122560	72543.13	713,853.12 €	673,446.34 €
10	2053	99.640%	122119	68190.55	713,853.12 €	673,446.34 €
11	2045	99.600%	121630	64073.38	713,853.12 €	673,446.34 €
12	2036	99.560%	121095	60180.62	713,853.12 €	673,446.34 €
13	2026	99.520%	120514	56501.65	713,853.12 €	673,446.34 €
14	2015	99.480%	119887	53026.27	713,853.12 €	673,446.34 €
15	2004	99.440%	119216	49744.64	713,853.12 €	673,446.34 €
16	1992	99.400%	118501	46647.34	713,853.12 €	673,446.34 €
17	1979	99.360%	117742	43725.28	713,853.12 €	673,446.34 €
18	1966	99.320%	116942	40969.76	713,853.12 €	673,446.34 €
19	1952	99.280%	116100	38372.43	713,853.12 €	673,446.34 €
20	1937	99.240%	115217	35925.28	713,853.12 €	673,446.34 €
21	1921	99.200%	114296	33620.64	713,853.12 €	673,446.34 €
22	1905	99.160%	113335	31451.16	713,853.12 €	673,446.34 €
23	1888	99.120%	112338	29409.80	713,853.12 €	673,446.34 €
24	1871	99.080%	111305	27489.84	713,853.12 €	673,446.34 €
25	1853	99.040%	110236	25684.85	713,853.12 €	673,446.34 €
26	1835	99.000%	109134	23988.68	713,853.12 €	673,446.34 €
27	1815	98.960%	107999	22395.47	713,853.12 €	673,446.34 €
28	1796	98.920%	106832	20899.62	713,853.12 €	673,446.34 €
29	1776	98.880%	105636	19495.80	713,853.12 €	673,446.34 €
30	1755	98.840%	104410	18178.91	713,853.12 €	673,446.34 €
SUMA				1,651,775.77 €		84,959,200.80 €

En la tabla 9 se pueden observar durante el primer año los datos obtenidos en la simulación, de 2090 kWh/kWp/año como producción específica a la cual, si multiplicamos por los kWp de la planta, nos da la producción que aparece en el reporte del anexo 6.5. Teniendo en cuenta la degradación anual comentada multiplicándola por

las EOH del primer año se va obteniendo de manera lineal las de los siguientes años, permitiendo de este modo la obtención de la producción anual durante los 30 años.

Teniendo en cuenta la relación entre las distintas columnas de la tabla, es posible obtener tanto el numerador como el denominador de la fórmula del LCOE por año de estudio tal y como se muestra, siendo E_t la producción en MWh.

Para los cálculos de los costes de la planta, se tendrá en cuenta que la inversión del capital se hará en el año 0 y no se generará producción en la planta, por lo que tampoco habrá costos de mantenimiento y será a partir del primer año, en el que entrará el valor del OPEX como se obtiene en la ecuación 15:

$$OPEX_{proyecto} = 12 \frac{\text{€}}{kW} \text{ año} * 59.488 MW = 713,853.12\text{€ anuales} \quad (15)$$

Una vez definido estos valores, aparece en la última columna de la tabla 9: $I_t + M_t$ haciendo referencia a la suma del CAPEX y OPEX.

Con todo esto, se puede volver a la ecuación 14 del LCOE, teniendo en cuenta que el sumatorio del numerador y denominador de la tabla 9 aparecen en la última fila:

$$LCOE = \frac{84,959,200.80 \text{ €}}{1,651,775.77 \text{ €}} = 51.44 \frac{\text{€}}{MWh} \quad (14.1)$$

El valor del LCOE estimado para este proyecto es de 51.44 €/MWh.

Actualmente los precios que se están cerrando en grandes proyectos en España están por encima de los 40€/MWh por lo que el coste que ha salido en este proyecto es realista y bastante ajustado a la realidad.

[93][94][95]

Capítulo 4. CONCLUSIONES Y FUTURAS LÍNEAS DE TRABAJO

Durante este proyecto se ha realizado un diseño y simulación de una planta solar fotovoltaica, con vistas a la obtención de valores reales de producción. Tras haber definido todos los equipos necesarios en una planta solar fotovoltaica se ha conseguido la obtención de los parámetros que definirán dicha planta, obteniendo de manera definitiva una **potencia pico de 59.488 MWp**. Es interesante destacar que para dicha definición de potencia se ha tenido en cuenta las limitaciones existentes a la hora de conexionado a la red, pues son la base para el comienzo de este proyecto.

Tras haber terminado la definición de la configuración de la planta, se ha procedido a su simulación gracias al software PV Syst, que ha permitido la obtención de la **producción durante el primer año** de estudio, siendo ésta de **124340 MWh/año**, y además, el **estudio detallado de las pérdidas** existentes en una planta solar fotovoltaica, que muestran que las pérdidas no solo se producen en los equipos si no que antes de alcanzarlos ya comienzan a existir.

Calcular el **presupuesto estimado ha sido un desafío**, ya que en general los precios de esta tecnología no están fácilmente disponibles ni se indican de manera clara y accesible. Finalmente, se han obtenido unos valores tipo para este tipo de tecnología, consiguiendo estimar de manera fiable toda la inversión inicial. A su vez, los costes de operación y mantenimiento han sido valorados preliminarmente y gracias a los cuales ha sido posible la obtención del **valor del coste de la energía en 51.44€/MWh**. A la hora de obtener dicho valor, se ha tenido en cuenta la degradación anual que sufre el módulo y debido a la cual la producción durante la vida útil del proyecto se ha visto afectada.

Todo ello ha conllevado a la verificación de la **necesidad existente que hay de añadir una mayor cantidad de energías renovables** a nivel nacional, puesto que suponen **una reducción de emisiones de gases de efecto invernadero** tal y como se indica en la memoria de este proyecto, en otras palabras, evitar un mayor cambio climático.

De cara a **investigaciones futuras**, sería interesante realizar un análisis de la factibilidad de incorporar sistemas de almacenamiento de energía mediante el uso de baterías en este tipo de plantas solares. Esto permite una hibridación, es decir, combinar la energía generada durante los períodos con mayor rendimiento para poder ser utilizada en los momentos más bajos de dicha producción. Con esto se conseguiría maximizar la utilización de la energía solar, optimizando el suministro energético en todo momento.

Capítulo 5. BIBLIOGRAFÍA

- [1] "Energías renovables: características, tipos y nuevos retos". factorenergia. <https://www.factorenergia.com/es/blog/noticias/energias-renovables-caracteristicas-tipos-nuevos-retos/> (accedido el 17 de abril de 2023).
- [2] "Energías renovables: Ventajas y desventajas". Imagina Energía – Una energía como tú. <https://imaginaenergia.com/transparencia/energias-renovables-ventajas-y-desventajas/> (accedido el 17 de abril de 2023).
- [3] R. Roca. "2020, año de las renovables en España - ambientum". Ambientum Portal Lider Medioambiente. <https://www.ambientum.com/ambientum/energia/2020-ano-de-las-renovables-en-espana.asp> (accedido el 17 de abril de 2023).
- [4] M. Colorado. "Medio Ambiente - La primera mitad de 2020 sufrió la mayor reducción de emisiones desde 1900". France 24. <https://www.france24.com/es/programas/medio-ambiente/2021021-medio-ambiente-emisiones-co2-covid-19-pandemia> (accedido el 17 de abril de 2023).
- [5] R. Roca. "Un espectacular 2020 de generación renovable en España lleva al sistema eléctrico a emitir menos CO2 que nunca- El Periódico de la Energía". El Periódico de la Energía. <https://elperiodicodelaenergia.com/un-espectacular-2020-de-generacion-renovable-en-espana-lleva-al-sistema-electrico-a-emitir-menos-co2-que-nunca/#:~:text=Con%20este%20año%202020%20de,de%20electricidad%20libre%20de%20emisiones.> (accedido el 17 de abril de 2023).
- [6] "¿Qué es la energía solar? Tipos y principales ventajas | Repsol". REPSOL. <https://www.repsol.com/es/energia-futuro/transicion-energetica/energia-solar/index.cshhtml> (accedido el 17 de abril de 2023).
- [7] "Energía solar en España: ¿Cuáles son sus beneficios y cómo funciona?" tarifasgasluz.com. <https://tarifasgasluz.com/autoconsumo/energia-solar> (accedido el 17 de abril de 2023).
- [8] "Radiación directa, difusa y reflejada". ARQUITECTURA EFICIENTE. <https://pedrojhernandez.com/2014/03/08/radiacion-directa-difusa-y-reflejada/> (accedido el 17 de abril de 2023).
- [9] "Qué es la energía solar fotovoltaica - Iberdrola". Iberdrola. <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/que-es-energia-fotovoltaica> (accedido el 17 de abril de 2023).
- [10] "Efecto fotoeléctrico". Campus de Gipuzkoa - UPV/EHU. <http://www.sc.ehu.es/sbweb/fisica/cuantica/fotoelectrico/fotoelectrico.htm> (accedido el 17 de abril de 2023).
- [11] "¿Qué es la energía solar térmica? | APREAN". APREAN. <https://www.aprean.com/energia-solar-termica/> (accedido el 19 de abril de 2023).

[12] "Energía solar térmica | idae". Inicio | Idae. <https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/uso-termico/energia-solar-termica> (accedido el 19 de abril de 2023).

[13] "¿Qué tipo de panel solar térmico elijo?" Dankesol. <https://dankesol.com/tipos-paneles-solares-termicos/> (accedido el 19 de abril de 2023).

[14] "¿En qué consiste la energía solar pasiva?" Svea Solar. <https://sveasolar.es/es/energia-solar-pasiva> (accedido el 19 de abril de 2023).

[15] M. Fernandez. "¿Qué es la energía solar pasiva?" Otovo Blog. <https://www.otovo.es/blog/energia/energia-solar-pasiva/> (accedido el 19 de abril de 2023).

[16] "¿Qué es un panel solar? | Descúbrelo en AutoSolar". Autosolar | La Tienda de la Energía Solar. <https://autosolar.es/energia-solar/que-es-un-panel-solar> (accedido el 24 de abril de 2023).

[17] "Paneles silicio amorfo Qué son, características y eficiencia". Solarti. <https://solarti.es/placas-solares/paneles-silicio-amorfo/> (accedido el 24 de abril de 2023).

[18] "Qué es un panel solar y cómo funciona". Solarama Paneles solares México. <https://solarama.mx/blog/que-es-un-panel-solar/> (accedido el 24 de abril de 2023).

[19] "Paneles solares funcionamiento tipos usos celdas". Tecnología: Electricidad, Electrónica, Informática, etc. <https://www.areatecnologia.com/electricidad/paneles-solares.html> (accedido el 24 de abril de 2023).

[20] "Paneles solares bifaciales: Qué son, ventajas y precios | inarquía". Inarquía. <https://inarquia.es/panel-solar-bifacial-que-es-ventajas-precios/> (accedido el 24 de abril de 2023).

[21] D. Plaza. "Gran avance en la energía solar: El primer panel de 700 W del mundo ha sido homologado". Motor.es. <https://www.motor.es/futuro/gran-avance-energia-solar-primer-panel-700-w-homologado-202289129.html> (accedido el 24 de abril de 2023).

[22] J. Winkler, M. Ragawitx y F. Isi, *Política de energía solar en la UE y los Estados miembros desde la perspectiva de las peticiones recibidas - Parlamento Europeo*. European Union, 2016.

[23] "BOE.es - DOUE-L-2022-81968 reglamento (UE) 2022/2577 del consejo de 22 de diciembre de 2022 por el que se establece un marco para acelerar el despliegue de energías renovables." BOE.es - Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. [https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2022-81968#:~:text=Reglamento%20\(UE\)%202022/2577%20del%20Consejo%20de%2022%20de%20diciembre%20de%202022%20por%20el%20que%20se%20establece%20un%20marco%20para%20acelerar%20el%20despliegue%20de%20energías%20renovables](https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2022-81968#:~:text=Reglamento%20(UE)%202022/2577%20del%20Consejo%20de%2022%20de%20diciembre%20de%202022%20por%20el%20que%20se%20establece%20un%20marco%20para%20acelerar%20el%20despliegue%20de%20energías%20renovables) (accedido el 19 de mayo de 2023).

[24] "BOE-A-2000-24019 real decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica." BOE.es - Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2000-24019> (accedido el 19 de mayo de 2023).

[25] "BOE-A-2001-20850 real decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica." BOE.es - Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2001-20850> (accedido el 19 de mayo de 2023).

[26] "BOE-A-2002-18099 real decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el reglamento electrotécnico para baja tensión." BOE.es - Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2002-18099> (accedido el 19 de mayo de 2023).

[27] "BOE-A-2013-13645 ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico." BOE.es - Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-13645> (accedido el 19 de mayo de 2023).

[28] "BOE-A-2015-10927 real decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo." BOE.es - Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2015-10927> (accedido el 19 de mayo de 2023).

[29] "BOE-A-2018-13593 real decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores." BOE.es - Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2018-13593> (accedido el 19 de mayo de 2023).

[30] "BOE-A-2019-5089 real decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica." BOE.es - Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-5089 (accedido el 19 de mayo de 2023).

[31] "BOE-A-2021-18706 orden TED/1247/2021, de 15 de noviembre, por la que se modifica, para la implementación de coeficientes de reparto variables en autoconsumo colectivo, el anexo I del real decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica." BOE.es - Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2021-18706> (accedido el 19 de mayo de 2023).

[32] "BOE-A-2021-21096 real decreto-ley 29/2021, de 21 de diciembre, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito energético para el fomento de la movilidad

eléctrica, el autoconsumo y el despliegue de energías renovables." BOE.es - Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-21096> (accedido el 19 de mayo de 2023).

[33] "BOE-A-2022-12925 real decreto-ley 14/2022, de 1 de agosto, de medidas de sostenibilidad económica en el ámbito del transporte, en materia de becas y ayudas al estudio, así como de medidas de ahorro, eficiencia energética y de reducción de la dependencia energética del gas natural." BOE.es - Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2022-12925> (accedido el 19 de mayo de 2023).

[34] "BOE-A-2007-21490 ley 42/2007, de 13 de diciembre, del patrimonio natural y de la biodiversidad." BOE.es - Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2007-21490> (accedido el 19 de mayo de 2023).

[35] "BOE-A-2015-10142 ley 33/2015, de 21 de septiembre, por la que se modifica la ley 42/2007, de 13 de diciembre, del patrimonio natural y de la biodiversidad." BOE.es - Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2015-10142> (accedido el 19 de mayo de 2023).

[36] "BOE-A-2007-18475 ley 26/2007, de 23 de octubre, de responsabilidad medioambiental." BOE.es - Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2007-18475> (accedido el 19 de mayo de 2023).

[37] "BOE-A-2005-3941 ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero." BOE.es - Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2005-3941> (accedido el 19 de mayo de 2023).

[38] "BOE-A-2007-21493 ley 45/2007, de 13 de diciembre, para el desarrollo sostenible del medio rural." BOE.es - Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2007-21493> (accedido el 19 de mayo de 2023).

[39] "BOE-A-2007-21489 ley orgánica 16/2007, de 13 de diciembre, complementaria de la ley para el desarrollo sostenible del medio rural." BOE.es - Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2007-21489> (accedido el 19 de mayo de 2023).

[40] "BOE-A-2003-21339 ley 43/2003, de 21 de noviembre, de montes." BOE.es - Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2003-21339> (accedido el 19 de mayo de 2023).

[41] "BOE-A-2000-24019 real decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica." BOE.es - Agencia

Estatal Boletín Oficial del Estado. <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2000-24019> (accedido el 19 de mayo de 2023).

[42] "BOE-A-1997-25340 ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico." BOE.es - Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-1997-25340> (accedido el 19 de mayo de 2023).

[43] "BOE-A-2007-13024 ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la directiva 2003/54/CE, del parlamento europeo y del consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad." BOE.es - Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2007-13024> (accedido el 19 de mayo de 2023).

[44] "BOE-A-2013-1117 real decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero." BOE.es - Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2013-1117 (accedido el 19 de mayo de 2023).

[45] "BOE-A-2013-7705 real decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico." BOE.es - Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2013-7705> (accedido el 19 de mayo de 2023).

[46] "BOE-A-2015-10927 real decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo." BOE.es - Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2015-10927> (accedido el 19 de mayo de 2023).

[47] "BOE-A-2014-6123 real decreto 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." BOE.es - Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2014-6123 (accedido el 19 de mayo de 2023).

[48] "BOE-A-2020-4474 ley 2/2020, de 7 de febrero, de evaluación ambiental de castilla-la mancha." BOE.es - Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-4474> (accedido el 19 de mayo de 2023).

[49] "BOE-A-2021-11513 ley 2/2021, de 7 de mayo, de medidas económicas, sociales y tributarias frente a la despoblación y para el desarrollo del medio rural en castilla-la mancha." BOE.es - Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-11513 (accedido el 19 de mayo de 2023).

[50] "BOE-A-2023-8711 ley 8/2023, de 10 de marzo, por la que se modifica la ley 3/2008, de 12 de junio, de montes y gestión forestal sostenible de castilla-la mancha." BOE.es - Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2023-8711 (accedido el 19 de mayo de 2023).

[51] "BOE-A-1982-20820 ley orgánica 9/1982, de 10 de agosto, de estatuto de autonomía de castilla-la mancha." BOE.es - Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-1982-20820> (accedido el 19 de mayo de 2023).

[52] "Inversores Centralizados o String para proyecto fotovoltaico". Retie Ingeniería y Gestion. <https://www.retieingenieriaygestion.com/proyecto-fotovoltaico/> (accedido el 19 de mayo de 2023).

[53] "Introducción a la energía fotovoltaica - Tecnología de los inversores para instalaciones conectadas a la red - Inversores fotovoltaicos para instalaciones de todos los tamaños| AROS Solar Technology". Inverter fotovoltaici per impianti di tutte le dimensioni | AROS Solar Technology. <https://www.aros-solar.com/es/tecnologia-de-los-inversores-para-instalaciones-conectadas-a-la-red> (accedido el 19 de mayo de 2023).

[54] "¿Conoces qué es el punto máximo de potencia (MPPT)? | Placas Solares". AC Fotovoltaica. <https://acfotovoltaica.es/punto-maximo-de-potencia-mppt/> (accedido el 19 de mayo de 2023).

[55] "Estructuras para placas solares: Todo lo que debes saber - Solarix". Solarix. <https://www.solarix.es/blog/estructuras-placas-solares-guia/> (accedido el 19 de mayo de 2023).

[56] "Seguidores solares: Todo lo que necesitas saber 🌞 SotySolar". SotySolar: Instaladores de placas solares. <https://sotysolar.es/placas-solares/seguidores-solares> (accedido el 19 de mayo de 2023).

[57] "Energía solar fotovoltaica flotante - Iberdrola". Iberdrola. <https://www.iberdrola.com/innovacion/fotovoltaica-flotante#:~:text=La%20fotovoltaica%20flotante%20utiliza%20la,radiación%20solar%20para%20producir%20electricidad.> (accedido el 19 de mayo de 2023).

[58] "Todos los productos | schneider electric españa". Schneider Electric Global | Global Specialist in Energy Management and Automation. <https://www.se.com/es/es/product-category/3600-transformadores-media-tensión/#:~:text=Un%20transformador%20mt%20de%20media,entre%20uno%20o%20más%20circuitos.> (accedido el 19 de mayo de 2023).

[59] J. Flores. "España produce el triple de energía solar que hace 3 años". www.nationalgeographic.com.es. https://www.nationalgeographic.com.es/ciencia/espana-produce-triple-energia-solar-que-hace-3-anos_18737 (accedido el 28 de mayo de 2023).

- [60] "El mayor parque solar de Europa está en España - esenergía". esenergía. <https://esenergia.es/mayor-planta-solar-de-europa/> (accedido el 28 de mayo de 2023).
- [61] "La Unión Europea en la lucha contra el cambio climático". Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/el-proceso-internacional-de-lucha-contra-el-cambio-climatico/la-union-europea/> (accedido el 29 de mayo de 2023).
- [62] "España instala más de 8.300 MW de renovables en 2022, 7 GW sólo de fotovoltaica - El Periódico de la Energía". El Periódico de la Energía. <https://elperiodicodelaenergia.com/espana-instala-mas-8-300-mw-renovables-2022-7-gw-fotovoltaica/> (accedido el 29 de mayo de 2023).
- [62] "¿Cuál es la situación actual de las energías renovables?" Actualidad y Energías Renovables. <https://blogs.imf-formacion.com/blog/energias-renovables/articulos/situacion-actual-energias-renovables/#:~:text=Situación%20actual%20sobre%20el%20sector%20de%20la%20energía,-En%20los%20últimos&text=Más%20de%20un%20tercio%20de,de%20la%20energía%20del%20planeta.> (accedido el 13 de junio de 2023).
- [63] "Expectativas de la energía solar para este 2023 - Nostresol". Nostresol. <https://nostresol.com/expectativas-de-la-energia-solar-para-este-2023/> (accedido el 13 de junio de 2023).
- [64] "Perspectivas de la transición energética mundial en 2023 - Ambientum". Ambientum Portal Lider Medioambiente. <https://www.ambientum.com/ambientum/energia/perspectivas-transicion-energetica-mundial-en-2023.asp> (accedido el 13 de junio de 2023).
- [65] J. A. Roca. "La transición energética global necesita invertir 35 billones de dólares para 2030 - El Periódico de la Energía". El Periódico de la Energía. <https://elperiodicodelaenergia.com/la-transicion-energetica-global-necesita-invertir-35-billones-de-dolares-para-2030/> (accedido el 13 de junio de 2023).
- [66] "Alternativas frente al cambio climático". El Sistema Nacional de Cambio Climático. <https://cambioclimatico.gob.mx/alternativas-frente-al-cambio-climatico/> (accedido el 13 de junio de 2023).
- [67] Estrategia de descarbonización a largo plazo 2050. Ministerio estratégico de energía y clima, 2020.
- [68] "Productos solares". Trina Solar. <https://www.trinasolar.com/es/product> (accedido el 18 de junio de 2023).
- [69] "Lanza Huawei nueva gama de inversores de corriente digitales". Tech & trends - Energía Hoy. <https://energiahoy.com/2023/03/15/lanza-huawei-nueva-gama-de-inversores-de-corriente-digitales/> (accedido el 19 de junio de 2023).

[70] "Datasheet SUN2000-330KTL-H1". Huawei Technologies. https://solar.huawei.com/pt-BR/download?p=-/media/Solar/attachment/pdf/la/datasheet/SUN2000-330KTL-H1_Datasheet.pdf (accedido el 19 de junio de 2023).

[71] "ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARTICULARES DE LÍNEAS SUBTERRÁNEAS DE ALTA TENSIÓN >36 kV". Endesa distribución. <https://www.edistribucion.com/es/conocenos/instalaciones-distribucion-red/materiales-electricos-normas.html> (accedido el 3 de abril de 2023).

[73] "Comprender la relación CC/CA - Base de conocimientos de HelioScope". Base de conocimientos de HelioScope. <https://es.help.helioscope.com/article/248-understanding-dc-ac-ratio#:~:text=Un%20diseño%20saludable%20suele%20tener,al%2080%%20de%20su%20capacidad.> (accedido el 3 de abril de 2023).

[74] "Nº de módulos en serie por string". Solarweb.net - El portal de la energía solar. <https://www.solarweb.net/forosolar/fotovoltaica-sistemas-conectados-red/41599-n-modulos-serie-string.html> (accedido el 10 de marzo de 2023).

[75] J. Insa. "Distancia entre filas de paneles solares. Cómo evitar el sombreado | Tecnosol tienda online de Energía Solar". Tecnosol. <https://tecnosolab.com/noticias/distancia-entre-filas-de-paneles-solares/> (accedido el 15 de marzo de 2023).

[76] "STI - Interativo - Tracker STI H250". Home - Array Technologies. <https://arraytechinc.com/interactive/h25-datasheet/> (accedido el 3 de abril de 2023).

[77] "STI H250". Array Technologies. <https://arraytechinc.com/products/sti-hHh250/?lang=es> (accedido el 19 de junio de 2023).

[78] "Configuración de Solar Tracker, la clave para reducir el LCOE". Bienvenido a Revista RD Energía. <https://revistardenergia.com/configuracion-de-solar-tracker-la-clave-para-reducir-el-lcoe/> (accedido el 19 de junio de 2023).

[78] J. Insa. "Distancia entre filas de paneles solares. Cómo evitar el sombreado | Tecnosol tienda online de Energía Solar". Tecnosol. <https://tecnosolab.com/noticias/distancia-entre-filas-de-paneles-solares/> (accedido el 15 de marzo de 2023).

[79] "Efecto clipping ¿Qué es y cómo beneficia a las instalaciones solares?" Solarama Paneles solares México. <https://solarama.mx/blog/efecto-clipping/> (accedido el 20 de junio de 2023).

[80] "Efecto clipping | Beneficios de sobredimensionar el inversor". Sumsol. <https://www.sumsol.com/noticias/efecto-clipping-sobredimensionamiento-fotovoltaica/> (accedido el 20 de junio de 2023).

- [81] J. F. Picarda. "Sobredimensionado y límite de oversizing". Amara NZero. <https://amaranzero.es/sites/default/files/2021-09/Aspectos%20y%20Limites%20del%20Oversizing%20Ratio%20DC-AC.pdf> (accedido el 20 de junio de 2023).
- [82] "Solargis prospect". Solargis. <https://apps.solargis.com/prospect/map?s=40.426182,-3.68514&pc=11.523088,8.261719,3> (accedido el 23 de junio de 2023).
- [83] "Meteonorm Software Worldwide irradiation data". Meteonorm. <https://meteonorm.com/en/> (accedido el 23 de junio de 2023).
- [84] "PVsyst – logiciel photovoltaïque". PVsyst. <https://www.pvsyst.com/> (accedido el 23 de junio de 2023).
- [85] *Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red*. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.
- [86] "Guía para entender las pérdidas en la producción solar". pv magazine España. <https://www.pv-magazine.es/2023/03/02/guia-para-entender-las-perdidas-en-la-produccion-solar/> (accedido el 26 de junio de 2023).
- [87] "¿Cuál es la diferencia entre el cable solar con núcleo de aluminio y el cable fotovoltaico con núcleo de cobre, y cuáles son las ventajas y desventajas de cada uno? - conocimiento". Henan Verde Cable Co., Ltd. <https://es.welldecable.com/info/what-is-the-difference-between-aluminum-core-s-74225259.html#:~:text=La%20resistencia%20a%20la%20tracción,la%20construcción%20y%20el%20tendido.> (accedido el 26 de junio de 2023).
- [88] "LID – degradación inducida por la luz del módulo fotovoltaico." ilumin. <https://ilumin.online/lid-degradacion-inducida-por-la-luz-del-modulo-fotovoltaico/#:~:text=La%20degradación%20inducida%20por%20la,de%20las%20pruebas%20flash%20de> (accedido el 27 de junio de 2023).
- [89] Molina. "Modelo de GENERACIÓN FOTOVOLTAICA". Explorador Solar. <https://solar.minenergia.cl/downloads/fotovoltaico.pdf> (accedido el 28 de junio de 2023).
- [90] "EarthExplorer". USGS Science for a changing world. <https://earthexplorer.usgs.gov/> (accedido el 3 de julio de 2023).
- [91] "Bienvenido al proyecto QGIS!" Welcome to the QGIS project! <https://www.qgis.org/es/site/> (accedido el 3 de julio de 2023).
- [92] *Emisiones de CO2 asociadas a la generación de electricidad en España*. Red Eléctrica Española, 2021.
- [93] *Renewable Power Generation Costs*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.

[94] "Understanding LCOE for solar power plant". First Green. <https://firstgreenconsulting.wordpress.com/2013/04/01/understanding-lcoe-for-solar-power-plant/> (accedido el 7 de julio de 2023).

[95] "El LCOE de los nuevos proyectos fotovoltaicos cayó un 13% en 2021 frente a 2020, según IRENA". Pv magazine España. <https://www.pv-magazine.es/2022/09/09/el-lcoe-de-los-nuevos-proyectos-fotovoltaicos-cayo-un-13-en-2021-frente-a-2020-segun-irena/> (accedido el 7 de julio de 2023).

[96] "Generador de precios de la construcción en España." CYPE Ingenieros, S.A. <http://www.generadordeprecios.info/#gsc.tab=0> (accedido el 1 de julio de 2023).

Capítulo 6. ANEXOS

ÍNDICE

<u>Capítulo 6.</u>	<u>ANEXOS</u>	97
<u>6.1</u>	<u>Datasheet módulo solar Vertex N 680 W.</u>	98
<u>6.2</u>	<u>Datasheet inversor SUN2000-330KTL-H1.</u>	100
<u>6.3</u>	<u>Datasheet del tracker STI Norland.</u>	102
<u>6.4</u>	<u>Tabla meteo horaria.</u>	104
<u>6.5</u>	<u>Reporte simulación PV Syst.</u>	105

6.1 Datasheet módulo solar Vertex N 680 W.

Vertex N

BIFACIAL DUAL GLASS MODULE

PRODUCT: TSM-NEG21C.20
 PRODUCT RANGE: 670-690W

690W

MAXIMUM POWER OUTPUT

0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

22.2%

MAXIMUM EFFICIENCY



High customer value

- Lower LCOE (levelized cost of energy), reduced BOS (balance of system) cost, shorter payback time
- Guaranteed first year and annual degradation
- High module power; high string power and low voltage design



High power up to 690W

- Up to 22.2% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



High reliability

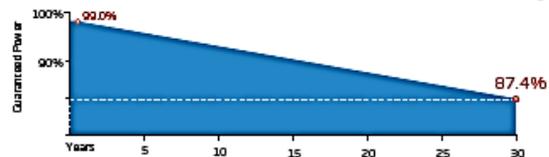
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load



High energy yield

- Excellent product bifaciality and low irradiation performance, validated by 3rd party
- Extremely low 1% first year degradation and 0.4% annual power attenuation
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.30%) and operating temperature
- Up to 30% additional power gain from back side depending on albedo

Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty

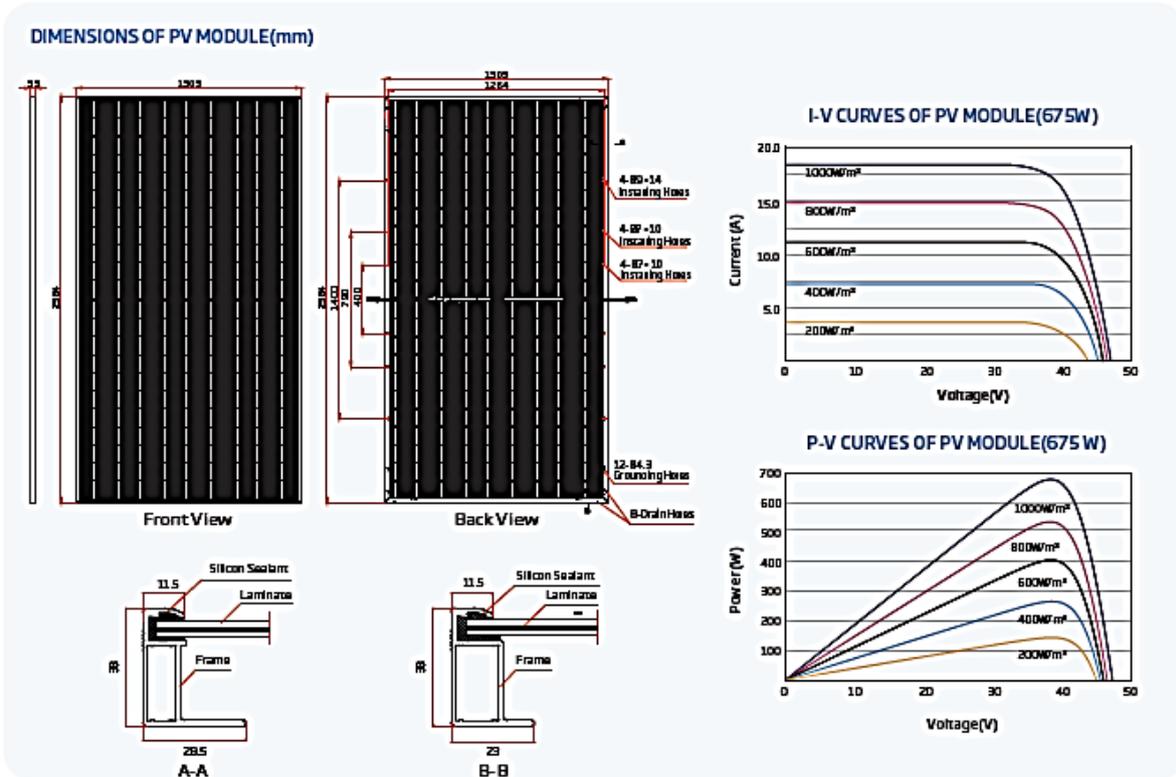


Comprehensive Products and System Certificates



IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716
 ISO 9001: Quality Management System
 ISO 14001: Environmental Management System
 ISO 14054: Greenhouse Gases Emissions Verification
 ISO 45001: Occupational Health and Safety Management System





ELECTRICAL DATA (STC)

	670	675	680	685	690
Peak Power Watts- P _{max} (Wp)*	670	675	680	685	690
Power Tolerance- P _{max} (W)			0 ~ +5		
Maximum Power Voltage- V _{mp} (V)	39.2	39.4	39.6	39.8	40.1
Maximum Power Current- I _{mp} (A)	17.09	17.12	17.16	17.19	17.23
Open Circuit Voltage- V _{oc} (V)	47.0	47.2	47.4	47.7	47.9
Short Circuit Current- I _{sc} (A)	18.10	18.14	18.18	18.21	18.25
Module Efficiency η _m (%)	21.6	21.7	21.9	22.1	22.2

STC: Irradiance 1000W/m²; Cell Temperature 25°C; Air Mass AM1.5. *Maximum tolerance ± 3%

Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)

	724	729	734	740	745
Total Equivalent power- P _{max} (Wp)	724	729	734	740	745
Maximum Power Voltage- V _{mp} (V)	39.2	39.4	39.6	39.8	40.1
Maximum Power Current- I _{mp} (A)	18.46	18.49	18.53	18.57	18.61
Open Circuit Voltage- V _{oc} (V)	47.0	47.2	47.4	47.7	47.9
Short Circuit Current- I _{sc} (A)	19.55	19.59	19.63	19.67	19.71
Irradiance ratio (rear/front)			10%		

Product Yield by 50°C/1%

ELECTRICAL DATA (NOCT)

	51.0	514	517	521	526
Maximum Power- P _{max} (Wp)	51.0	514	517	521	526
Maximum Power Voltage- V _{mp} (V)	36.8	37.0	37.2	37.3	37.7
Maximum Power Current- I _{mp} (A)	13.86	13.89	13.91	13.94	13.96
Open Circuit Voltage- V _{oc} (V)	44.5	44.7	44.9	45.2	45.4
Short Circuit Current- I _{sc} (A)	14.59	14.62	14.65	14.67	14.71

NOCT: Irradiance 800W/m²; Ambient Temperature 20°C; Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384×1303×33 mm (93.86×51.30×1.30 inches)
Weight	38.3kg (84.4 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmittance AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	EVA/PDE
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	33mm (1.30 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 350/290 mm (13.78/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EV02/TS4*

*Please refer to regional datasheet for specific connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.30%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.24%/°C
Temperature Coefficient of I _{sc}	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40 ~ +85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Max Series Fuse Rating	35A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
30 year Power Warranty
1% first year degradation
0.4% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box	33 pieces
Modules per 40' container	594 pieces



CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

© 2021 Trina Solar Limited. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

Version number: TSM_EN_2022_A

www.trinasolar.com

6.2 Datasheet inversor SUN2000-330KTL-H1.

SUN2000-330KTL-H1

Smart String Inverter



Max. Efficiency
≥99.0%



Smart Connector-level
Detection (SCLD)



Smart Self-cleaning
Fan (SSCF)



IP66
Protection



MBUS
Supported



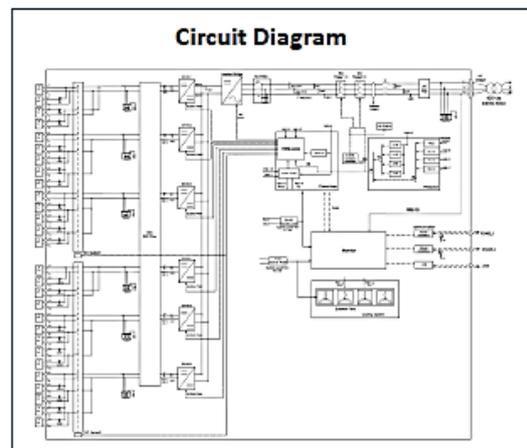
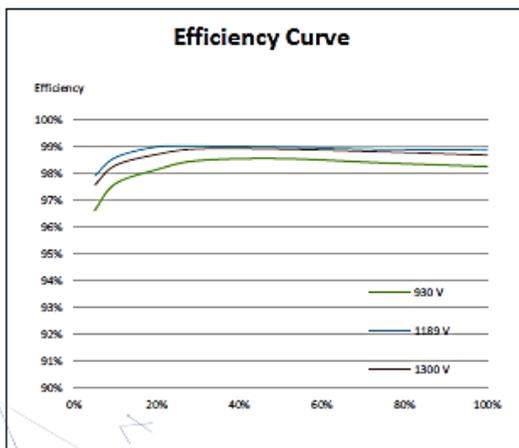
Smart String-level
Disconnection (SSLD)



Smart IV Curve Diagnosis
Supported



Surge Arresters for
DC & AC



SUN2000-330KTL-H1

Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	6
Max. Current per MPPT	65 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	115 A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5/4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	300,000 W
Max. AC Apparent Power	330,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	330,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	216.6 A
Max. Output Current	238.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Smart String-Level Disconnect(SSLD)	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
AC Grounding Fault Protection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,048 x 732 x 395 mm
Weight (with mounting plate)	≤112 kg
Operating Temperature Range	-25 °C ~ 60 °C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP 66
Topology	Transformerless

6.3 Datasheet del tracker STI Norland.



Diseño

- Accionamiento rotativo electromecánico irreversible con motor reductor de alta eficiencia de únicamente 100W de potencia.
- Self power con panel PV externo, alimentado desde la red.
- Amplio recorrido de giro: 110° (± 55°).
- Tolerancia a las pendientes elevadas.
- Gran adaptación a terrenos irregulares.
- Disponibilidad superior al 99,9%.
- Compatible con diferentes soluciones de cimentación: hincas metálica, pre-taladros, micropilotes, zapatas.
- Compatible con todo tipo de paneles (con marco, glass-glass, thin-film, bifacial).

Operación y Mantenimiento

- Acceso libre para limpieza de paneles.
- Mínima inversión en labores de O&M gracias al reducido número de componentes, la sencillez y robustez del sistema.
- Mantenimiento mínimo.
- Elementos de rotación libres de lubricación.

Sistema de control

- Alta fiabilidad de operación.
- Gestión de alarma completamente configurable por el cliente.
- Algoritmo de Backtracking personalizado a cada seguidor solar STI-H250™, evitando sombras y aumentando la producción.
- Fácil integración en el sistema de comunicaciones y SCADA de la planta gracias al Modbus TCP / IP standard.
- Sistema de comunicación Wireless Zigbee®.
- Monitorización remota y mantenimiento predictivo (evita paradas y aumenta la disponibilidad).
- Rápida puesta en marcha & herramientas de backtracking.

Montaje

- Mínimo tiempo de instalación, rápido y simple.
- Altas tolerancias al error de posicionamiento de cimentación, tanto en los tres ejes (X,Y,Z) como al giro en los ejes Y y Z.
- Altura baja del panel para un fácil montaje.
- Conexiones 100% atornilladas. Sin perforación, corte o soldadura en el sitio.



T. +34 948 260 129
Avda. Sancho el Fuerte, 26. Oficina 1
31008 Pamplona, Navarra (Spain)

info@stinorland.com
www.stinorland.com

STInorland

Especificaciones técnicas



CARACTERÍSTICAS GENERALES

Tipo de seguidor	Seguidor de un eje horizontal (HSAT). Descentralizado. DUAL-ROW
Ratio de cobertura en el suelo (GCR)	Configurable según proyecto, standard 33%
Área de seguidor	Aprox. 250 m ²

DIMENSIONES (seguidor ESTÁNDAR con módulos de 72 cél. y 1/GCR = 3)*

Módulos por viga de torsión	60
Número de filas	2
Potencia pico instalada (con módulo de 350Wp)	42 Kwp
Número de postes por seguidor	19
Altura de módulo. Seguidor en posición horizontal 0°	Aprox. 1.35m
Altura de módulo. Seguidor en posición de 55°	Aprox. 2.25m

ACCIONAMIENTO DE GIRO

Tipo de accionamiento	Actuador Electromecánico rotativo
Alimentación conjunto de accionamiento	LiFe P04 Batería o alimentado desde la red
Consumo eléctrico conjunto de accionamiento	< 0.45Kwh/day
Potencia motor	100W / 24VDC self-powered

ESPECIFICACIONES MECÁNICAS

Rango de giro	110° (+/-55°)
V max. viento (en posición horizontal)	140km/h (*)
Estructura	Acero Galvanizado en caliente S235, S275, S355, S350GD ZM310 o equivalente
Normativa	Grounding bonding UL2703/Diseño estructural ASCE7-10 o Eurocódigo
Topografía	15% N-S / 10% E-O en el mismo seguidor Sin Límites E-O en seguidores diferentes (Validar para valores más altos)

SISTEMA DE CONTROL

Control de seguimiento	NREL SOLPOS algoritmo astronómico con PLC (Exactitud ±0.01°)
Gestión de sombras	Algoritmo Backtracking personalizado
Gestión de viento	Gestión de abanderamiento personalizable
Estándar de comunicaciones	Modbus RS485 or Modbus Wireless option (Zigbee®)

MANTENIMIENTO

Mantenimiento	Mínimo (Revisión anual)
---------------	-------------------------

GARANTIA

Estructural / Accionamiento y motores	10 años estructural / 5 años Accionamiento y Motores
---------------------------------------	--

(*) Configurable según proyecto. Disponibles otras opciones.

6.4 Tabla meteo horaria.

Esta tabla trata de 8760 valores, ya que es el documento meteorológico horario de un año tipo, en el que se encuentran tanto de la irradiación global horizontal, la difusa, la temperatura ambiente y la velocidad del viento.

Con ánimo de no incluir un mayor número de páginas de valores se muestra una captura del archivo indicando tanto la temperatura mínima como la máxima que se tiene en el emplazamiento de estudio.

Caudilla_TFM Claudia Delgado, (Lat. 40.0246° N, long. -4.3203° W, alt. 540 m)							
Caudilla_TFM Claudia SolarGis_Pro Synthetic							
Meteo for Caudilla_TFM Claudia Delgado - Synthetically generated data from monthly values.							
Interval beginning	GlobHor	DiffHor	T_Amb	WindVel			
File beginning	W/m ²	W/m ²	°C	m/s			
01/01/1990 0:00	0	0	9.7	1.1	Tamb máx	38.4	
01/01/1990 1:00	0	0	9.6	0.7	Tamb mín	-3.6	
01/01/1990 2:00	0	0	9.3	0.5			
01/01/1990 3:00	0	0	9.2	0.8			
01/01/1990 4:00	0	0	9.1	0.8			
01/01/1990 5:00	0	0	9	1.1			
01/01/1990 6:00	0	0	9	0.7			
01/01/1990 7:00	0.8	0.7	9.1	1.6			
01/01/1990 8:00	51.8	40.2	9.9	1.1			
01/01/1990 9:00	135.9	97.7	11.1	3.2			
01/01/1990 10:00	249.3	138.6	12.5	2.4			
01/01/1990 11:00	357.7	134	14	2.2			
01/01/1990 12:00	332.7	162.1	14.9	2.5			
01/01/1990 13:00	185.6	147.4	14.9	3			
01/01/1990 14:00	118.2	100	14.5	2.4			
01/01/1990 15:00	47.8	40.4	13.8	3.6			
01/01/1990 16:00	5.1	4.3	13.1	2.4			
01/01/1990 17:00	0	0	12.5	2.8			
01/01/1990 18:00	0	0	12	2			
01/01/1990 19:00	0	0	11.5	2			
01/01/1990 20:00	0	0	10.9	2.2			
01/01/1990 21:00	0	0	10.3	1.1			
01/01/1990 22:00	0	0	9.7	0.6			
01/01/1990 23:00	0	0	9.1	0.6			
02/01/1990 0:00	0	0	8	0.4			

6.5 Reporte simulación PV Syst.



Version 7.1.8

PVsystem - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Caudilla_TFM Claudia Delgado

Variant: TFM Claudia Delgado_grid unav

Tracking system with backtracking

System power: 59.49 MWp

Caudilla_TFM Claudia Delgado - Spain

Author

Claudia Delgado Elvira



Project: Caudilla_TFM Claudia Delgado

Variant: TFM Claudia Delgado_grid unav

PVsyst V7.1.8

VC3, Simulation date:
29/06/23 13:04
with v7.1.8

Project summary

Geographical Site
Caudilla_TFM Claudia Delgado
Spain

Situation
Latitude 40.02 °N
Longitude -4.32 °W
Altitude 540 m
Time zone UTC

Meteo data
Caudilla_TFM Claudia Delgado
SolarGis_Prospect - Synthetic

Monthly albedo values

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
Albedo	0.16	0.17	0.19	0.19	0.21	0.23	0.23	0.23	0.21	0.18	0.16	0.15

System summary

Grid-Connected System

PV Field Orientation

Tracking plane, horizontal N-S axis
Axis azimuth 0 °

System information

PV Array

Nb. of modules 87482 units
Pnom total 59.49 MWp

Tracking system with backtracking

Near Shadings

According to strings
Electrical effect 100 %

Inverters

Nb. of units 166 units
Pnom total 49.80 MWac
Pnom ratio 1.195

User's needs

Unlimited load (grid)

Results summary

Produced Energy	124340 MWh/year	Specific production	2090 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	85.77 %
Apparent energy	138138 MVAh				

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	5
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	7
Loss diagram	8
Special graphs	9



Project: Caudilla_TFM Claudia Delgado

Variant: TFM Claudia Delgado_grid unav

PVsyst V7.1.8
VC3. Simulation date:
29/06/23 13:04
with v7.1.8

General parameters

Grid-Connected System		Tracking system with backtracking										
PV Field Orientation		Backtracking strategy	Models used									
Orientation		Nb. of trackers	700 units									
Tracking plane, horizontal N-S axis		Sizes										
Axis azimuth	0 °	Tracker Spacing	6.70 m									
		Collector width	2.38 m									
		Ground Cov. Ratio (GCR)	35.6 %									
		Phi min / max	-/+ 55.0 °									
		Backtracking limit angle										
		Phi limits	+/- 69.0 °									
Horizon		Near Shadings	User's needs									
Average Height	1.2 °	According to strings	Unlimited load (grid)									
		Electrical effect	100 %									
Bifacial system												
Model	2D Calculation											
	unlimited trackers											
Bifacial model geometry		Bifacial model definitions										
Tracker Spacing	6.70 m	Ground albedo average	0.19									
Tracker width	2.42 m	Bifaciality factor	80 %									
Backtracking limit angle	68.7 °	Rear shading factor	5.0 %									
GCR	36.2 %	Rear mismatch loss	10.0 %									
Axis height above ground	2.10 m	Module transparency	0.0 %									
Monthly ground albedo values												
Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year
0.16	0.17	0.19	0.19	0.21	0.23	0.23	0.23	0.21	0.18	0.16	0.15	0.19
Grid injection point												
Power factor												
Cos(phi) (leading)	0.900											

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Trina Solar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	TSM-680NEG21C.20_1P	Model	SUN2000-330KTL-H1
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	680 Wp	Unit Nom. Power	300 kVA
Number of PV modules	87482 units	Number of inverters	166 units
Nominal (STC)	59.49 MWp	Total power	49800 kVA
Modules	2822 Strings x 31 In series	Operating voltage	500-1500 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>30°C)	330 kVA
Pmpp	54.97 MWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.19
U mpp	1122 V		
I mpp	48982 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	59488 kWp	Total power	49800 kVA
Total	87482 modules	Nb. of inverters	166 units
Module area	271750 m ²	Pnom ratio	1.19
Cell area	254625 m ²		



Project: Caudilla_TFM Claudia Delgado
Variant: TFM Claudia Delgado_grid unav

PVsyst V7.1.8
VC3, Simulation date:
29/06/23 13:04
with v7.1.8

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses				
Loss Fraction	1.5 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	0.12 mΩ			
		Uc (const)	29.0 W/m²K	Loss Fraction	0.5 % at STC			
		Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s					
LID - Light Induced Degradation		Module Quality Loss		Module mismatch losses				
Loss Fraction	1.0 %	Loss Fraction	0.8 %	Loss Fraction	1.5 % at MPP			
Strings Mismatch loss								
Loss Fraction	0.1 %							
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): User defined profile								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	0.999	0.994	0.969	0.928	0.829	0.585	0.000

System losses

Unavailability of the system	
Time fraction	2.0 %
	7.3 days,
	3 periods

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo	
Inverter voltage	800 Vac tri
Loss Fraction	1.9 % at STC
Inverter: SUN2000-330KTL-H1	
Wire section (166 Inv.)	Alu 166 x 3 x 185 mm²
Average wires length	160 m
MV line up to Injection	
MV Voltage	45 kV
Wires	Alu 3 x 700 mm²
Length	5000 m
Loss Fraction	0.8 % at STC

AC losses in transformers

MV transfo	
Grid Voltage	45 kV
Operating losses at STC	
Nominal power at STC (PNomac)	58519 kVA
Iron loss (night disconnect)	58.52 kW
Loss Fraction	0.1 % at STC
Coils equivalent resistance	3 x 0.11 mΩ
Loss Fraction	1.0 % at STC



Project: Caudilla_TFM Claudia Delgado

Variant: TFM Claudia Delgado_grid unav

PVsyst V7.1.8

VC3, Simulation date:
 29/06/23 13:04
 with v7.1.8

Horizon definition

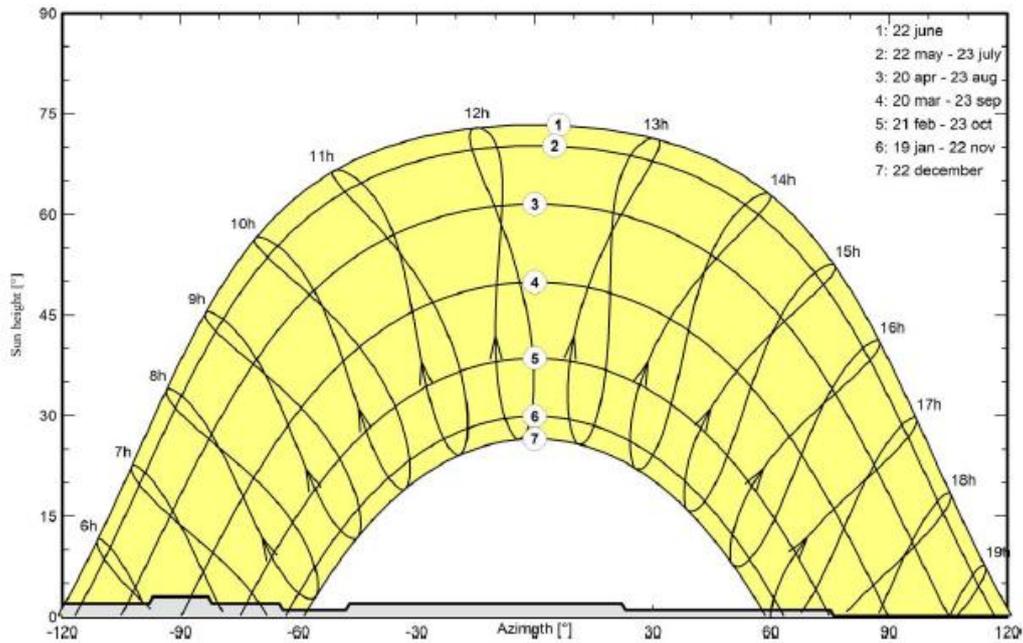
Average Height	1.2 °	Albedo Factor	0.98
Diffuse Factor	1.00	Albedo Fraction	100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-177	-169	-165	-157	-145	-141	-133	-129	-121	-109	-105	-97	-93	-85
Height [°]	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	2.0	2.0	2.0	2.0	3.0	3.0	3.0
Azimuth [°]	-73	-69	-61	-57	-49	-37	-33	-25	-21	-13	-9	-1	0	1
Height [°]	2.0	2.0	1.0	1.0	1.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Azimuth [°]	2	8	12	20	24	32	36	44	48	56	60	68	72	84
Height [°]	2.0	2.0	2.0	2.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.0
Azimuth [°]	92	96	104	108	120	128	132	140	144	156	164	168	176	180
Height [°]	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	1.0	0.0	0.0	1.0	1.0	1.0

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

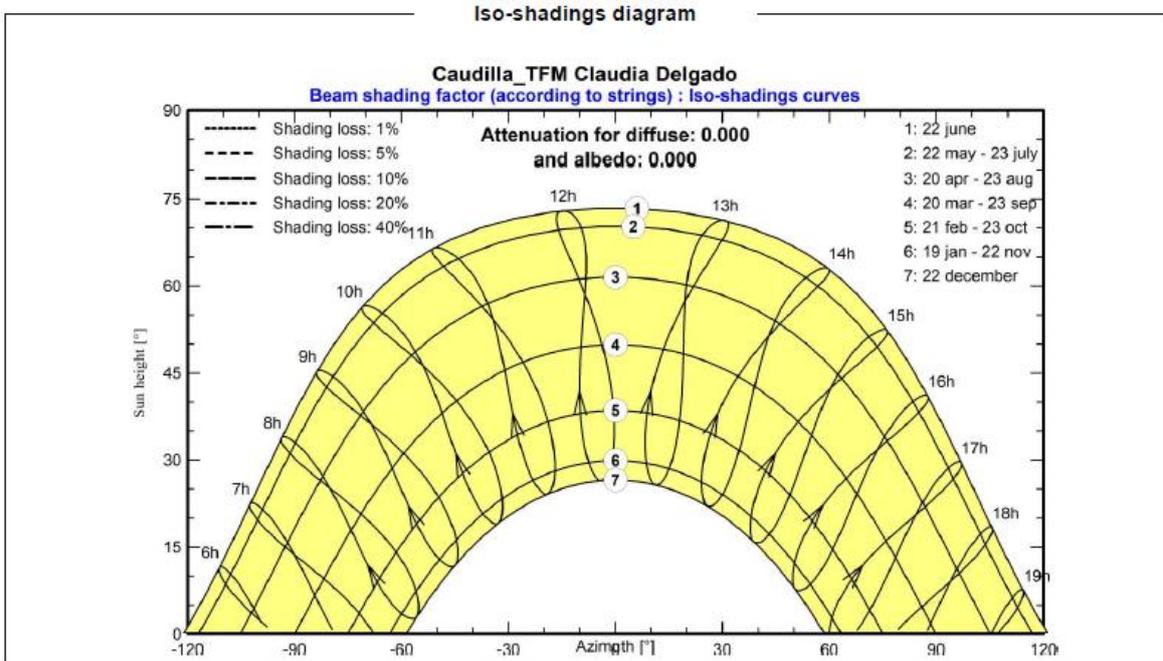
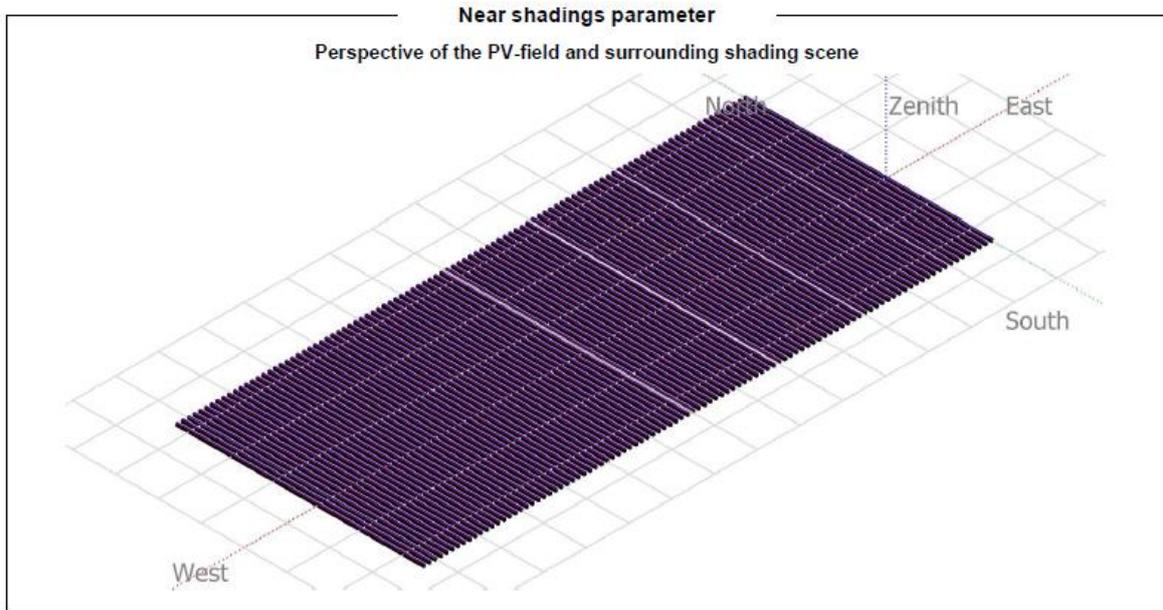
Horizon file (source is not a PVsyst format!)





Project: Caudilla_TFM Claudia Delgado
 Variant: TFM Claudia Delgado_grid unav

PVsyst V7.1.8
 VC3, Simulation date:
 29/06/23 13:04
 with v7.1.8





Project: Caudilla_TFM Claudia Delgado

Variant: TFM Claudia Delgado_grid unav

PVsyst V7.1.8
 VC3. Simulation date:
 29/06/23 13:04
 with v7.1.8

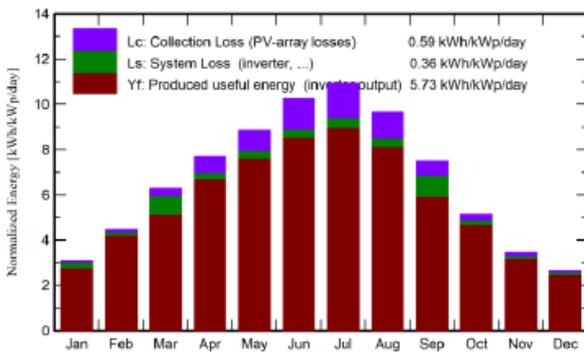
Main results

System Production

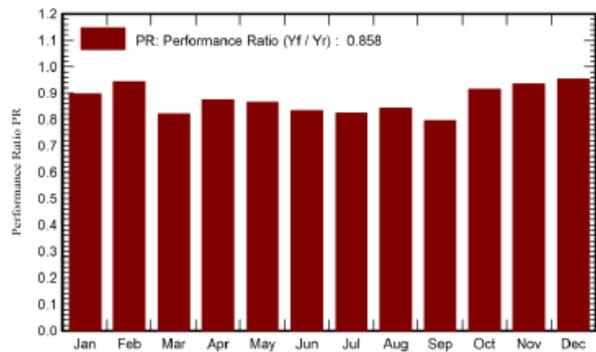
Produced Energy 124340 MWh/year
 Apparent energy 138138 MVAh

Specific production 2090 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR 85.77 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	ratio
January	67.2	25.20	6.10	96.0	92.4	5609	5123	0.897
February	90.2	30.80	7.80	125.5	121.4	7289	7039	0.943
March	142.3	47.60	10.90	194.6	188.2	11027	9502	0.821
April	173.1	59.10	13.40	231.1	223.6	12522	12009	0.874
May	206.7	69.90	17.60	274.5	265.7	14707	14103	0.864
June	230.7	67.40	23.10	307.8	297.9	15934	15261	0.834
July	247.3	56.50	26.30	338.8	328.8	17352	16601	0.824
August	217.0	55.00	25.90	299.4	290.3	15687	15020	0.843
September	161.4	48.40	21.20	225.2	217.9	12287	10638	0.794
October	115.4	40.20	15.90	159.5	154.2	9010	8688	0.916
November	73.3	27.60	9.90	103.2	99.4	5936	5738	0.934
December	58.5	23.00	6.59	81.4	78.4	4761	4618	0.953
Year	1783.1	550.70	15.44	2437.0	2358.2	132120	124340	0.858

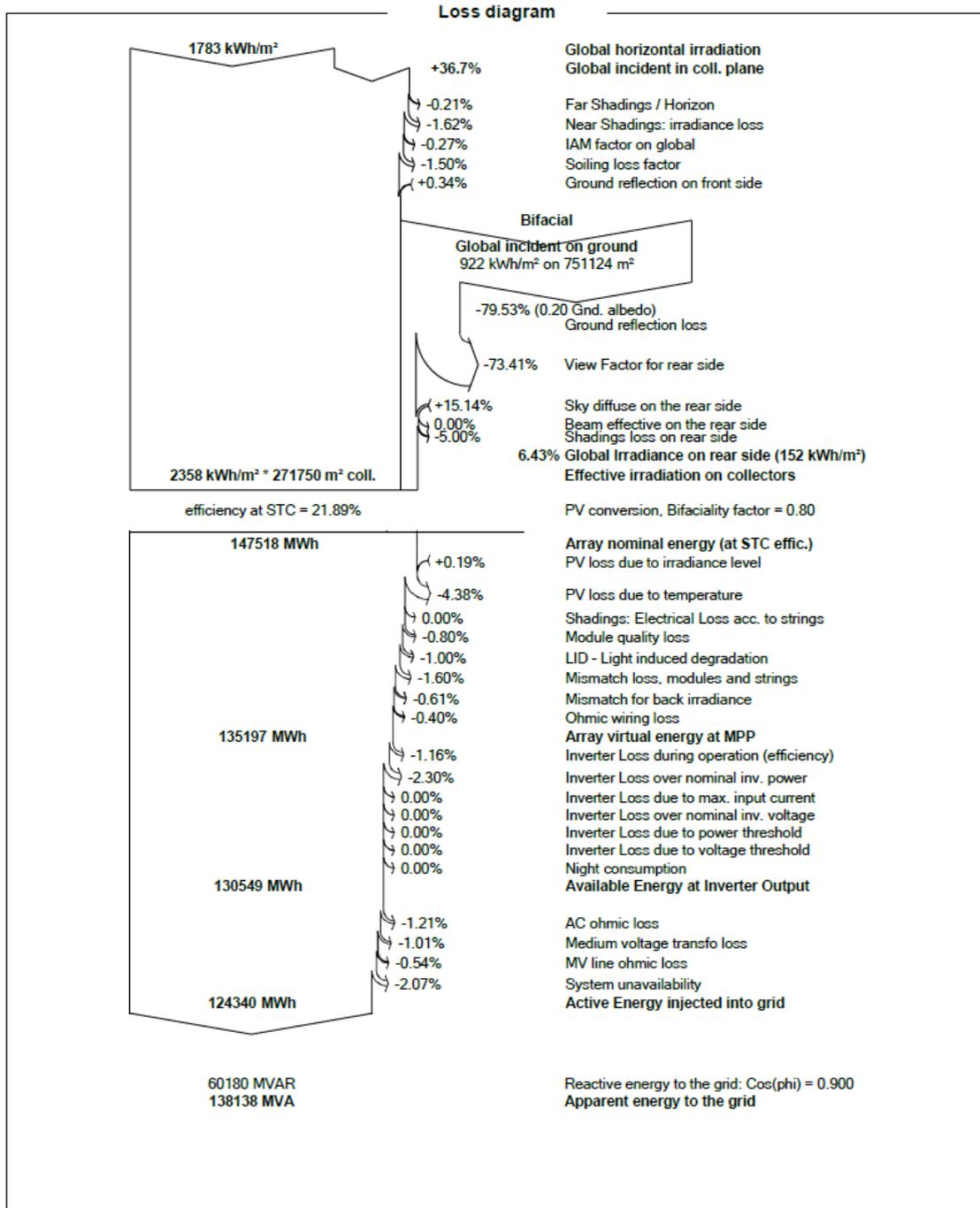
Legends

- | | | | |
|---------|--|--------|---|
| GlobHor | Global horizontal irradiation | EArray | Effective energy at the output of the array |
| DiffHor | Horizontal diffuse irradiation | E_Grid | Energy injected into grid |
| T_Amb | Ambient Temperature | PR | Performance Ratio |
| GlobInc | Global incident in coll. plane | | |
| GlobEff | Effective Global, corr. for IAM and shadings | | |



PVsyst V7.1.8
 VC3. Simulation date:
 29/06/23 13:04
 with v7.1.8

Project: Caudilla_TFM Claudia Delgado
 Variant: TFM Claudia Delgado_grid unav



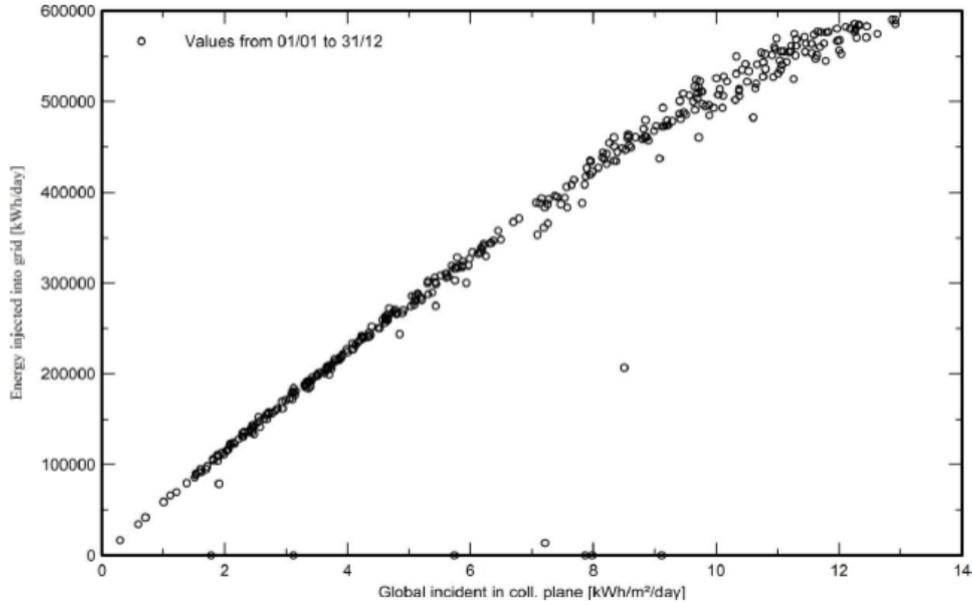


Project: Caudilla_TFM Claudia Delgado
Variant: TFM Claudia Delgado_grid unav

PVsyst V7.1.8
VC3. Simulation date:
29/06/23 13:04
with v7.1.8

Special graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

