



Universidad
Zaragoza

Trabajo Fin de Grado

Estudio de viabilidad de la instalación de paneles
fotovoltaicos en una central de cogeneración

Feasibility study of the installation of photovoltaic panels
in a cogeneration plant

Autor

Mar Llangostera Meléndez

Director

Antonio Montañés Espinosa

Grado en Ingeniería Eléctrica
Escuela de Ingeniería y Arquitectura
2022

Estudio de viabilidad de la instalación de paneles fotovoltaicos en una central de cogeneración

RESUMEN

El Trabajo de Fin de Grado titulado *Estudio de viabilidad de la instalación de paneles fotovoltaicos en una central de cogeneración*, se ha realizado para la central de cogeneración Tortosa Energía S.A., propiedad de la empresa COGEN Energía España.

El objetivo del presente proyecto ha consistido en diseñar el sistema fotovoltaico en las cubiertas de las naves, para minimizar los gastos energéticos, pensando en cubrir totalmente el consumo y el producir más energía limpia aminorando las emisiones de dióxido de carbono que produce la propia planta de energía.

Para ello, se ha realizado en primer lugar un estudio de mercado sobre los paneles fotovoltaicos más eficaces en el sector, para poder escoger el módulo más eficiente y rentable en esta instalación.

Se han estudiado los tipos de cubierta que componen la planta de cogeneración para instalar en ellas, de forma más óptima, los paneles fotovoltaicos. Además, se ha analizado la potencia necesaria para cubrir gastos y rentabilizar la instalación.

Haciendo uso del programa PVSyst, se ha simulado la instalación para la ubicación propuesta, teniendo en cuenta las sombras que afectan en las cubiertas, principalmente de las chimeneas. Mediante cálculos analíticos y con ayuda de un script realizado en Matlab, se han comparado ambos resultados.

Se proporcionan simulaciones, datos y esquemas claros que dan sustento a cada una de las medidas escogidas a la hora de realizar la elección de los componentes y el diseño de la instalación.

Finalmente, se ha realizado un presupuesto aproximado de toda la instalación y se detallan las conclusiones oportunas que justifiquen el invertir en el diseño de esta instalación fotovoltaica.

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	6
1.1. Definición, objetivo y alcance del proyecto.....	6
1.2. Descripción de la empresa	7
1.2.1. Descripción general de la planta TESA 1.....	7
1.2.2. Descripción general de la planta TESA 2.....	8
1.3. Datos de partida	9
1.4. Tareas realizadas	9
2. MARCO TEÓRICO DEL PROYECTO	11
2.1. Comportamiento solar	13
2.2. La trayectoria del sol	14
2.3. Elementos de una instalación fotovoltaica.....	15
2.3.1. Módulo solar.....	15
2.3.2. Soportes	17
2.3.3. Inversores de onda.....	18
3. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	20
3.1. Estudio de mercado y selección de componentes	20
3.2. Diseño de la distribución de paneles fotovoltaicos	21
3.2.1. PVSystem	22
3.2.2. Cálculos analíticos y comparación de resultados	30
4. LEGISLACIÓN APLICADA	35
5. ELABORACIÓN DEL PRESUPUESTO	37
5.1. Estimación de costes	37
5.2. Rentabilidad de la instalación.....	39
6. CONCLUSIONES	41
7. BIBLIOGRAFÍA	42

ANEXOS	44
ANEXO I: Fichas técnicas de los componentes	44
ANEXO II: Simulaciones PVSyst	50
ANEXO III: SCRIPT MATLAB	77

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

<i>Ilustración 1: Uno de los motores de TESA 2. Fuente: Cogen Energía España</i>	8
<i>Ilustración 2: Esquema de una Instalación conectada a Red. Fuente: blogdelaenergía.com</i>	11
<i>Ilustración 3: Esquema de una Instalación aislada a Red. Fuente: blogdelaenergía.com</i>	11
<i>Ilustración 4: Efecto fotoeléctrico. Fuente: Areatecnologia.com</i>	12
<i>Ilustración 6: Tipos de Radiación. Fuente: Sfe-solar.com</i>	13
<i>Ilustración 7: Ángulo de declinación solar. Fuente: Ingelibre.com</i>	14
<i>Ilustración 8: Altura solar y azimut. Fuente: kilowatio.net</i>	15
<i>Ilustración 9: Proceso de fabricación de un módulo solar. Fuente: ujaen.es</i>	16
<i>Ilustración 11: Estructura fija para paneles fotovoltaicos. Fuente: mfrenovables.com</i>	18
<i>Ilustración 12: Seguidor solar. Fuente: dgitreducer.com</i>	18
<i>Ilustración 13: Imagen de la central. Fuente: google maps</i>	21
<i>Ilustración 14: Imágenes de las cubiertas de la central. Fuente: elaboración propia</i>	22
<i>Ilustración 15: Medidas PV para cubierta plana. Fuente: LONGI SOLAR</i>	23
<i>Ilustración 16: Distancia entre paneles. Fuente: todofotovoltaica.com</i>	24
<i>Ilustración 17: Simulación 3D para cubiertas planas. Fuente: PVSyst</i>	25
<i>Ilustración 18: Dimensiones panel para cubierta inclinada. Fuente: LONGI SOLAR</i>	26
<i>Ilustración 19: Simulación 3D cubiertas inclinadas. Fuente: PVSyst</i>	26
<i>Ilustración 20: Balance de pérdidas. Fuente: PVSyst</i>	28
<i>Ilustración 21: Detalles de emisiones de CO2 de la instalación. Fuente: PVSyst</i>	29

ÍNDICE DE GRÁFICOS

<i>Gráfico 1: Niveles históricos de CO2. Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico</i>	6
<i>Gráfico 2: Curva característica V/I, efecto de la temperatura. Fuente: temario unizar.</i>	12
<i>Gráfico 3: Curva característica V/I. Fuente: Temario unizar</i>	17
<i>Gráfico 4: Emisiones de CO2 ahorradas. Fuente: PVSyst</i>	29

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1: Estudio de mercado. Fuente: elaboración propia</i>	20
<i>Tabla 2: Energía total producida por la instalación. Fuente: elaboración propia</i>	27
<i>Tabla 3: Energía total generada obtenida analíticamente para la cubierta plana. Fuente: elaboración propia</i>	33
<i>Tabla 4: Energía total generada obtenida analíticamente para la cubierta inclinada. Fuente: elaboración propia</i>	34
<i>Tabla 5: Energía total generada obtenida analíticamente. Fuente: elaboración propia</i>	34
<i>Tabla 6: Presupuesto total de la instalación. Fuente: elaboración propia</i>	37
<i>Tabla 7: Presupuesto detallado de la instalación. Fuente: elaboración propia.</i>	38
<i>Tabla 8: Datos de partida para el cálculo del VAN y el TIR. Fuente: elaboración propia.</i>	39
<i>Tabla 9: Cálculos para el VAN y el TIR. Fuente: elaboración propia.</i>	40
<i>Tabla 10: VAN y TIR del proyecto. Fuente: elaboración propia.</i>	40

1. INTRODUCCIÓN

1.1. DEFINICIÓN, OBJETIVO Y ALCANCE DEL PROYECTO

Actualmente, a nivel europeo y mundial se busca un modelo sostenible, limpio e inagotable, que garantice el acceso a la electricidad de todo el mundo. Por ello, se está apostando por las energías renovables, fuentes de producción de electricidad que no contribuyan al cambio climático, a la dependencia del petróleo ni a la emisión de sustancias nocivas, como el CO₂.

España tiene un grado alto de irradiación en comparación con otros países de Europa, por eso, se está apostando cada vez más por la energía fotovoltaica.

La energía fotovoltaica no es la única forma de aprovechar el sol como forma de captación de energía, existen distintos tipos de modalidades para la captación de esta energía, como por ejemplo para calentar el agua.

El presente trabajo trata sobre el estudio de viabilidad de la instalación de paneles fotovoltaicos, conectada a la red, en la central de cogeneración Tortosa Energía S.A., se pretende evaluar todas las posibilidades de implantación fotovoltaica.

El principal objetivo es minimizar los gastos energéticos de la factura eléctrica, pensando en una reducción del autoconsumo y el producir más energía limpia reduciendo las emisiones de CO₂ que produce la propia planta de energía.

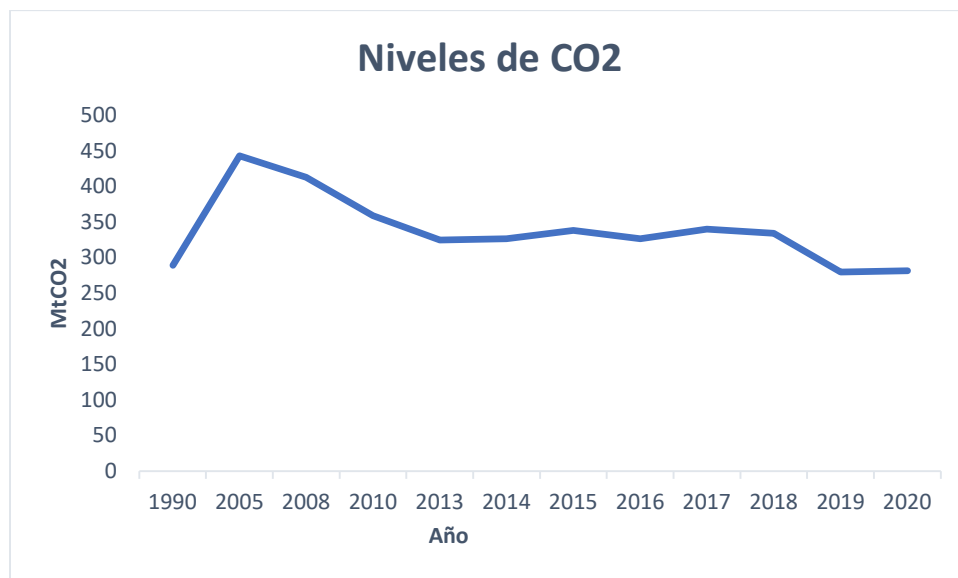


Gráfico 1: Niveles históricos de CO₂. Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico

Se evaluarán los parámetros esenciales del sistema fotovoltaico para poder optimizar la instalación al máximo y sacarle el máximo rendimiento posible.

Se estudiarán las cubiertas de las naves, las sombras de las chimeneas y la colocación de los paneles para realizar la instalación en el lugar idóneo de la central. Además, de la potencia necesaria para reducir gastos y rentabilizar la instalación.

1.2. DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA

Este proyecto está pensado para realizarse en una central de cogeneración localizada en Tortosa, propiedad de la empresa COGEN.

La cogeneración es una de las tecnologías más eficiente para atender a los procesos industriales que demandan simultáneamente calor y electricidad.

Desde 1999, COGEN tiene como objetivo desarrollar y explotar proyectos de cogeneración para ayudar a la industria a reducir sus costes energéticos y mejorar la seguridad y calidad en el suministro de energía necesaria para sus procesos industriales.

COGEN tiene distintas plantas por España: Tortosa Energía, en la que está basada el presente proyecto; Incogen; Cogen Eresma y Papertech Energía.

Asumen completamente la responsabilidad de las plantas, la puesta en marcha, los controles diarios, la supervisión, la gestión de stock, las revisiones... incluyendo la construcción y explotación de estas.

La planta Tortosa Energía está dividida en dos subplantas: TESA 1 de ciclo combinado y TESA 2 consta de dos motores Rolls Royce. El cliente principal es ERCROS S.A.¹, una industria química.

Antes de continuar con la descripción de la planta de cogeneración, vamos a conocer brevemente la historia sobre ERCROS.

En 1976 se inicia la actividad de la fábrica, propiedad de S.A. Polialco², con la fabricación de pentaeritritol y formiato sódico, mediante un proceso propio patentado. En 1983, Polialco, pasa a formar parte del Grupo Derivados Forestales y comienza a producir también formaldehído, principal materia intermedia utilizada en la fabricación del pentaeritritol y el formiato sódico, tanto para autoconsumo como para la venta.

20 años después se constituye el holding Derivados Forestales Group XXI, S.L., en el que queda integrada la fábrica de Tortosa.

Y, por último, en el 2006 se integra en la estructura de ERCROS, con motivo de la adquisición del Grupo Derivados Forestales, dentro de la División de Química Intermedia.

1.2.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA PLANTA TESA 1

Tortosa Energía, S.A. 1 es una planta de ciclo combinado con turbina de combustión interna, compuesta por una turbina de gas, junto con un generador eléctrico apropiado y auxiliares, un generador de vapor de recuperación de calor de dos presiones y una

¹ Ercros es un grupo industrial de tradición centenaria diversificado en tres áreas de actividad: División de Derivados del Cloro, División de Química Intermedia y División de Farmacia.

² Se refiere a la fábrica situada en Tortosa. Es la única productora española y la cuarta del mundo de pentaeritritol y dipentaeritritol, utilizados en la elaboración de pinturas y lubricantes. El centro también produce formiato sódico.

turbina de vapor de condensación/extracción con un generador eléctrico apropiado y auxiliares.

El vapor se extrae para su uso de la fábrica de ERCROS adyacente. Aproximadamente el 40% del caudal de vapor a Polialco vuelve como condensado limpio, apropiado para su reutilización en el ciclo de vapor.

Está diseñada para quemar gas natural suministrado por Gas Natural SDG, S.A., y gas residual producido en la planta química de Polialco como subproducto de su proceso de producción. El calor útil generado en forma de vapor es enviado a Polialco en dos etapas de presión. La energía excedente del proceso es entregada a la línea de Endesa de 110 kV.

La planta tiene una capacidad bruta máxima de generación de 32 MW bajo las condiciones ambientales de diseño. La unidad de turbina de combustión se compone de un motor General Electric de 29 MW, junto con un generador eléctrico apropiado de ABB y auxiliares para producir de manera fiable aproximadamente 29 MVA a un factor de potencia de 0,9.

El ciclo de vapor se compone de un generador de vapor de recuperación de calor de dos presiones (80 bar y 7 bar) (HRSG³) y una turbina de vapor de condensación/extracción, junto con un generador eléctrico y los equipos auxiliares necesarios para producir de manera fiable aproximadamente 5,3 MVA a un factor de potencia de 0,9.

La energía eléctrica generada por los dos generadores en paralelo a 11 kV y que luego es elevada a 110 kV, se interconecta con la red eléctrica.

1.2.2. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA PLANTA TESA 2

Cogen Energía en el año 2009 realiza la ampliación de una trigeneración que consta de 2 motores Rolls Royce el vapor se envía a ERCROS. Se reutiliza el agua de alta temperatura de los motores en una máquina de absorción de agua fría la cual se suministra a ERCROS.



Ilustración 1 Uno de los motores de TESA 2. Fuente: Cogen Energía España

³ heat recovery steam generator

La planta de Ciclo Combinado de Tortosa Energía 2 está diseñada para quemar gas natural suministrado por Gas Natural SDG, S.A. a los dos motores que generan 6,750MWh cada uno. La energía excedente del proceso es entregada a la línea de Endesa de 110 KV

La planta tiene una capacidad bruta máxima de generación de 13,580 MW bajo las condiciones ambientales de diseño.

1.3. DATOS DE PARTIDA

Para poder sacar adelante el estudio de la instalación de paneles fotovoltaicos en una central de cogeneración. Se analizaron presencialmente los tipos de cubierta de la planta para poder adecuar de mejor forma posible los módulos a instalar.

La central de cogeneración consta de dos tipos de cubierta: cubierta plana y cubierta inclinada. Cuando esto ocurre, no se puede instalar el mismo panel y soporte en ambas cubiertas, por eso el presente proyecto trata de instalar en cada tipo de cubierta el diseño más óptimo para obtener mayor rentabilidad.

Se estuvo observando durante un tiempo como afectaba la trayectoria del sol a esas cubiertas, para tener en cuenta las sombras a la hora de realizar los cálculos pertinentes al diseño de la instalación.

A partir de planos proporcionados con el programa AutoCAD, se pudo calcular la superficie total de las cubiertas donde era viable la instalación de paneles, también se pudo conocer la altura a la cual estaban las cubiertas.

La central de cogeneración está en funcionamiento 7.800 horas al año, en tal caso no importan electricidad. TESA 1 tiene un autoconsumo de 6.240 MWh al año y TESA 2 1.170 MWh al año, lo que hace un total de 7.410 MWh de autoconsumo cuando la planta está en pleno rendimiento.

Cuando la planta está inactiva, 960 horas al año, importan electricidad y tiene un consumo de 144 MWh al año.

1.4. TAREAS REALIZADAS

En cuanto a la metodología empleada para realizar el presente estudio, en primer lugar, había que conocer el tipo de cubierta de cada una de las naves que componen la central, para instalar el tipo de soporte y el tipo de panel solar más adecuado.

A continuación, se ha hecho un estudio sobre los fabricantes más destacados del sector, evaluando la eficiencia de los paneles solares y comparando el valor económico de cada uno de ellos, para poder seleccionar el módulo más rentable.

Para realizar la instalación más óptima, primero se ha realizado un cálculo de las superficies de las cubiertas útiles de la central, teniendo en cuenta las sombras y en cuales era viable la instalación de módulos. Una vez conocida, se ha procedido a diseñar en PVSyst la colocación más viable de los paneles solares para cada tipo de cubierta.

Con el software nombrado anteriormente, se ha podido estudiar el número de módulos totales que se podían instalar, el número de inversores necesarios, la potencia generada y las pérdidas totales del conjunto.

Para poder comparar los resultados obtenidos con el programa PVSyst se han realizado cálculos analíticos. En primer lugar, se ha elaborado un script en el programa MATLAB para calcular la potencia máxima del generador fotovoltaico. Una vez conocida la potencia se procede a calcular la energía producida anual total.

En ambas formas de calcular la energía generada se han obtenido resultados muy parecidos y favorables.

Se ha consultado la legislación vigente relacionada con la instalación de paneles fotovoltaicos para conocer el impacto sobre el presente proyecto.

Una vez se han decidido todos los parámetros necesarios para realizar la instalación se ha realizado un presupuesto aproximado, calculando también la amortización de esta, conociendo los valores de consumo y generación de la central.

2. MARCO TEÓRICO DEL PROYECTO

La captación de energía solar fotovoltaica se puede realizar mediante sistemas fotovoltaicos autónomos y mediante sistemas conectados a la red. Los sistemas fotovoltaicos autónomos permiten satisfacer las necesidades de aquellos que no disponen de red eléctrica.

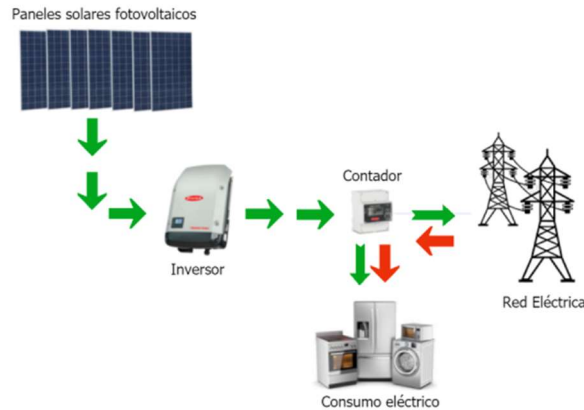


Ilustración 2: Esquema de una Instalación conectada a Red. Fuente: blogdelaenergía.com

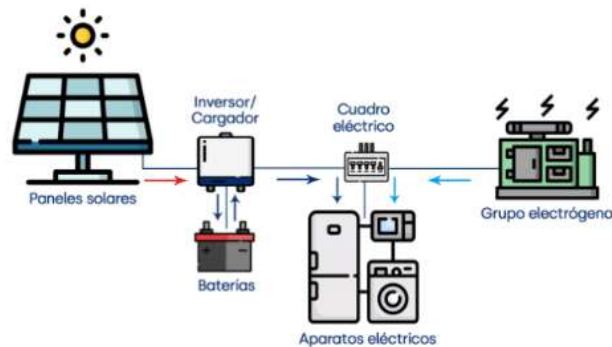
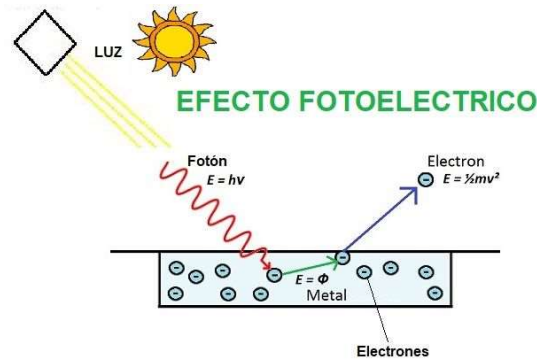


Ilustración 3: Esquema de una Instalación aislada a Red. Fuente: blogdelaenergía.com

El funcionamiento de la célula fotovoltaica es la encargada de transformar directamente la energía solar en energía eléctrica, compuesta por un material semiconductor de dos capas produciendo una diferencia de voltaje o del potencial entre las capas. Este voltaje es capaz de transportar una corriente a través de un circuito externo.

La radiación solar sobre las mismas emite rayos en forma de fotones, o partículas energéticas, una vez absorbido, la energía del fotón se transfiere a un electrón del átomo de la célula, que, si tienen la energía necesaria, el electrón es capaz de escapar de su posición normal para formar parte de una corriente en un circuito eléctrico, y con ello la célula se convierte en una fuente de corriente continua.



Efecto Fotoeléctrico = Emisión de los electrones de un metal cuando incide sobre el metal una luz

Ilustración 4: Efecto fotoeléctrico. Fuente: Areatecnologia.com

El comportamiento de la célula fotovoltaica se puede representar mediante la relación V/I , la intensidad producida es directamente proporcional a la intensidad de la radiación incidente.

La temperatura también es un parámetro importante a la hora de realizar el diseño de una instalación fotovoltaica, ya que, aumentando la temperatura se reduce la tensión, es decir, la temperatura de operación es inversamente proporcional a la tensión producida entre los terminales de la célula. Por eso, es más apropiado temperaturas moderadas que extremas.

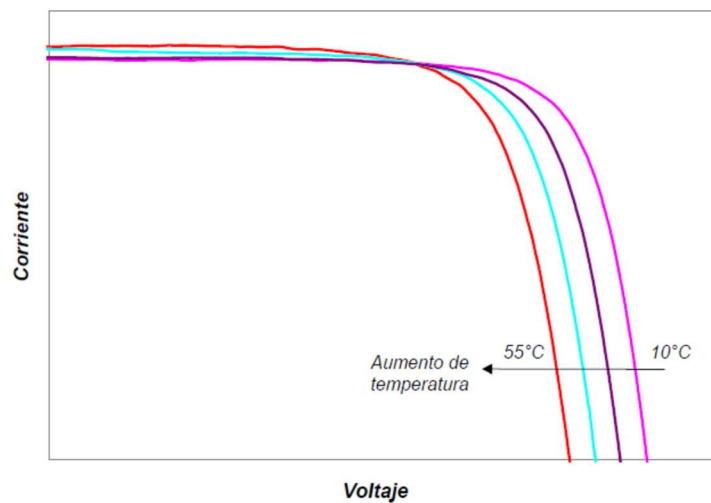


Gráfico 2: Curva característica V/I , efecto de la temperatura. Fuente: temario unizar.

2.1. COMPORTAMIENTO SOLAR

En el apartado anterior hemos podido conocer la importancia que tienen los rayos de sol en la producción de energía solar. Por lo tanto, conviene resumir algunas de las principales características y parámetros del sol.

Para el diseño de una instalación de tal categoría es necesario saber los valores de radiación anual aproximados en el lugar en el cual se va a realizar la instalación.

En función de cómo reciben la radiación solar los paneles solares, se puede distinguir entre estos tipos de radiación:

- Radiación directa: es aquella que llega directamente del sol sin sufrir ningún cambio en su dirección.
- Radiación difusa: va en todas las direcciones como consecuencia de las reflexiones y absorciones, por las nubes, el polvo atmosférico, montañas...
- Radiación reflejada: es aquella que es reflejada por la superficie terrestre, la cantidad de radiación depende del coeficiente de reflexión, también llamado albedo.
- Radiación global: resultante de la suma de las tres anteriores.



Ilustración 5: Tipos de Radiación. Fuente: Sfe-solar.com

La intensidad de radiación solar o irradiancia se define como la potencia por unidad de superficie y se expresa en W/m^2 . La irradiancia proveniente del Sol que se recibe sobre una superficie perpendicular al Sol, en el exterior de la atmósfera, puede considerarse como constante e igual a $1.353 W/m^2$, y se conoce como constante solar.

A la superficie terrestre llega un porcentaje menor debido a los efectos de difusión explicados anteriormente.

La absorción es tanto mayor cuanto más largo sea el camino recorrido por el rayo solar que entra en la atmósfera hasta llegar al suelo. El concepto “AM” o masa de aire, refleja este camino recorrido, que depende del ángulo de incidencia, y se calcula de la siguiente manera:

$$AM = \frac{1}{\cos \theta}$$

Siendo, “AM 0” la referencia fuera de la atmósfera y “AM 1” el caso en el que los rayos inciden de forma perpendicular a la superficie.

2.2. LA TRAYECTORIA DEL SOL

El movimiento de la Tierra se puede explicar a grandes rasgos mediante dos tipos de movimiento: traslación y rotación.

El eje de rotación de la tierra tiene un ángulo llamado comúnmente, ángulo de declinación o β , de valor $23,5^\circ$, responsable de las estaciones, y es el formado por el plano del ecuador con la trayectoria solar. A lo largo del año, este valor oscila entre $23,45^\circ$ (21 de junio) y $-23,45^\circ$ (21 de diciembre), y se puede obtener para cualquier día del año a partir de la *fórmula de Cooper*:

$$\beta = 23,45^\circ \text{ sen} \left[\left(\frac{284 + n}{365} \right) * 360 \right]$$

Donde:

- n: el día del año (el 1 corresponde a 1 de enero)

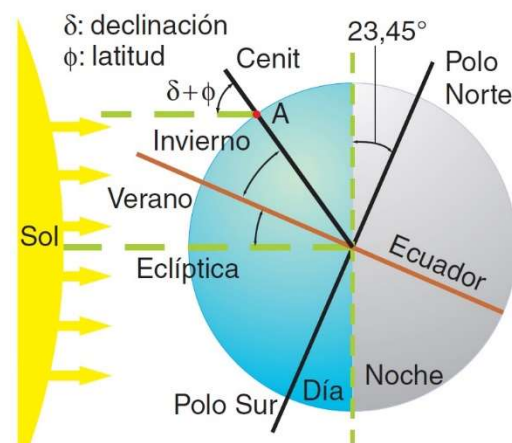


Ilustración 6: Ángulo de declinación solar. Fuente: Ingelibre.com

La situación del sol puede ser expresada mediante un sistema de coordenadas esféricas fijas en un punto de la tierra, en el que el plano x-y coincide con el plano horizontal y el eje x está orientado hacia el ecuador del observador. Por ello, es conveniente aclarar dos nuevos conceptos:

- **Altura solar:** corresponde al ángulo formado por los rayos solares con respecto al plano tangente de la superficie. Es función de la latitud, el día concreto a lo largo del año y la declinación solar y, se representa mediante la siguiente ecuación:

$$\alpha \text{ máxima} = 90^\circ - \text{latitud } (\varnothing) + \text{declinación solar } (\beta)$$

- **Ángulo de azimut:** es el ángulo formado por la proyección del vector Sol-Tierra sobre el plano x-y con el eje x. Es decir, el ángulo que forma el vector normal del sol respecto del sur (en el hemisferio norte), coincidiendo azimut 0 con la dirección sur.

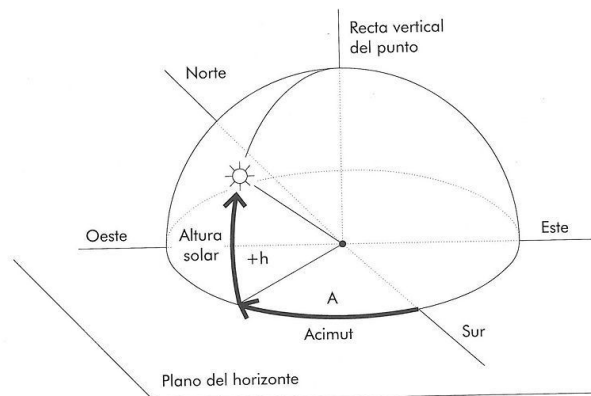


Ilustración 7: Altura solar y azimut. Fuente: kilowatio.net

Esto significa que, la energía por unidad de tiempo captada por un panel solar es directamente proporcional al coseno del ángulo que forma el rayo de sol con la dirección normal de ese panel solar, siendo más óptimo cuando el ángulo es 0° o de valor pequeño.

2.3. ELEMENTOS DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

El presente proyecto se basa en la implantación de una instalación fotovoltaica conectada a la red, por ello, este apartado está enfocado a ofrecer una visión general y comparativa de los diferentes aspectos y dispositivos para tener en cuenta. Los elementos estudiados son los siguientes:

- Módulo solar
- Soportes
- Inversores de onda

2.3.1. MÓDULO SOLAR

La elección del módulo solar es uno de los factores más importantes de todos, ya que es una pieza fundamental tanto para el dimensionamiento óptimo de la estructura, como para el resultado energético final de la instalación. Están constituidos por una estructura de aluminio y un cristal templado capaz de soportar granizo.

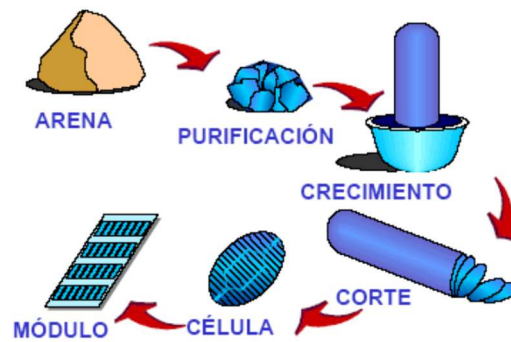


Ilustración 8: Proceso de fabricación de un módulo solar. Fuente: ujaen.es

A primera vista, los paneles solares están divididos principalmente por tres grandes grupos, según su materia de origen:

- Silicio monocristalino: es la tecnología de fabricación con mayor eficiencia energética de las cuatro opciones, pero a su vez es la alternativa más cara. Se consigue una eficiencia superior al 20%.
- Silicio policristalino: su eficiencia energética (situada entre el 14-19%) y precio es ligeramente menor que los módulos basados en el empleo de silicio monocristalino.
- Silicio amorfo: logra la peor eficiencia de los cuatro casos (alrededor de un 10%), pero es la opción más económica. La gran ventaja es la maleabilidad del material muy comúnmente usado en tejas solares que evitan el impacto visual.
- Paneles bifaciales: presentan una eficiencia mayor que los anteriores, ya que obtienen la energía por ambas caras del panel, la parte trasera aprovecha el reflejo de la luz solar. Al ser una tecnología innovadora, su rentabilidad no es muy competitiva.

Los paneles solares están ensayados bajo unas condiciones normalizadas, con una temperatura de 25°C y una irradiancia de 1.000 W/m², estas condiciones hacen referencia a las siglas STC.⁴

Los parámetros fundamentales de un panel fotovoltaico son los siguientes:

- ✓ **Potencia nominal (Pmax)**: es la dada en el punto de máxima potencia.
- ✓ **Tensión de circuito abierto (Voc)**: es la máxima tensión obtenida en bornes de la célula y se consigue para una corriente de célula $I = 0$. La tensión en una célula fotovoltaica disminuye del orden de 2,3 mV por cada grado de aumento de temperatura y se considera constante con la variación de la irradiancia incidente.
- ✓ **Corriente de cortocircuito (Isc)**: es la corriente máxima que puede llegar a proporcionar un panel solar. Es directamente proporcional a la irradiancia incidente y permanece casi invariable con el cambio de temperatura.

⁴ Standard Test Conditions

- ✓ **Tensión del punto de máxima potencia (Vmpp):** es la tensión correspondiente el punto en el cual el panel solar está dando una potencia máxima.
- ✓ **Intensidad del punto de máxima potencia (Impp):** es la corriente correspondiente el punto en el cual el panel solar está dando una potencia máxima.

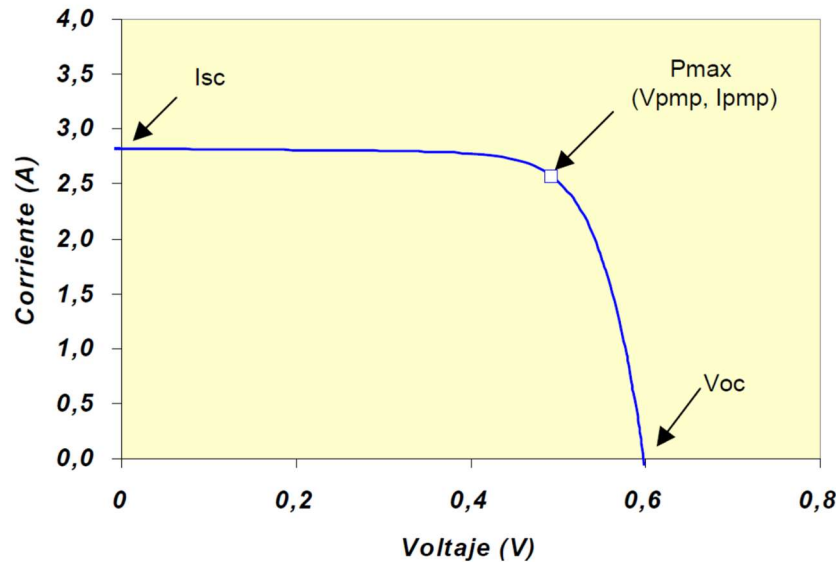


Gráfico 3: Curva característica V/I. Fuente: Temario unizar

El número de paneles en serie determina la tensión, mientras que el número de paneles en paralelo define la corriente máxima.

Una metodología simple se basa en la siguiente relación empírica:

$$FF = \frac{P_{max}}{I_{sc} * V_{oc}} = \frac{I_{max} * V_{max}}{I_{sc} * V_{oc}}$$

Se trata del factor de forma (FF), un factor de idealidad de célula y varía entre 0 y 1.

2.3.2. SOPORTES

Son los elementos encargados de asegurar la correcta posición de los captadores, fijándolos al suelo o en cubierta con una inclinación y orientación adecuadas. Existen dos tipos de soportes:

- **Estructura fija:** es aquella que no puede variar su posición en torno al movimiento que ejerce la Tierra alrededor del sol durante el día, con una inclinación y azimut propios. Se suele utilizar tanto en cubiertas como en instalaciones de suelo. Cabe destacar, la importancia de la *estructura coplanar*, esta estructura fija el módulo paralelamente a la cubierta, y tiene como ventaja el coste económico, la reducción en gran medida del esfuerzo estructural provocado por el viento y un mayor aprovechamiento de espacio, utilizada mayormente en cubiertas

inclinadas. El inconveniente más destacado es que al fijar la estructura a la cubierta el ángulo no resulta ser el óptimo para la instalación.



Ilustración 9: Estructura fija para paneles fotovoltaicos. Fuente: mfrenovables.com

- **Seguidor solar:** su principal función es aumentar la producción de los paneles fotovoltaicos mediante un sistema eléctrico y electrónico que siguen la trayectoria del sol, permaneciendo el mayor tiempo posible perpendiculares a la trayectoria de los rayos, captando así la máxima radiación solar durante el mayor intervalo de tiempo posible. Como inconvenientes, su elevado precio y coste de mantenimiento en comparación con una estructura fija, y el elevado peso del sistema que los limita a instalaciones en suelo y superiores a 1 MW para poder obtener rentabilidad. Los hay de 1 o de 2 ejes, consiguiendo un aumento en la producción de un 20% y un 35% respectivamente.

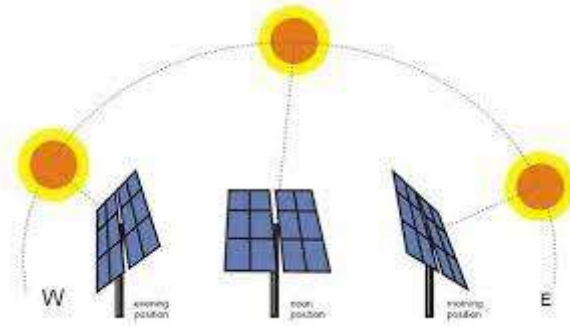


Ilustración 10: Seguidor solar. Fuente: dgitreducer.com

2.3.3. INVERSORES DE ONDA

Otra pieza fundamental en una instalación fotovoltaica es el inversor de onda, y permite la conversión de energía generada por los paneles solares de corriente continua a corriente alterna, ajustando a aquellos valores de consigna en frecuencia, tensión eficaz entre otros que le hayan sido asignados para una correcta calidad del servicio eléctrico.

En función del tipo de instalación, existen dos grandes grupos de inversores:

- **Inversores para instalaciones fotovoltaicas aisladas:** transforman la corriente continua de las baterías conectadas a los paneles fotovoltaicos en corriente alterna, son inversores los cuales generan la onda senoidal por ellos mismos. Por ello, es posible realizar un autoconsumo de energía eléctrica por

medio de los paneles. Se suelen utilizar en instalaciones fotovoltaicas domésticas.

- Inversores para instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red: utiliza la señal de la red eléctrica para generar la misma onda senoidal, ajustando también los valores de frecuencia y tensión.

La característica clave para escoger un inversor es su potencia. Una vez conocida la potencia total que generaran los paneles fotovoltaicos, esa es la potencia mínima que deberá soportar el inversor.

También, es importante, el valor de eficiencia proporcionado por el inversor, que se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\eta = \frac{\text{Potencia salida}}{\text{Potencia entrada}} * 100$$

Otro dato interesante de los inversores es el rango de tensión de seguimiento del punto de máxima potencia (MPP), representa donde el inversor trabajara a su mayor rendimiento.

Y, por último, la importancia de la tensión de entrada máxima y la corriente de entrada máxima.

- Tensión de entrada máxima: Representa la tensión límite del inversor que puede soportar y que provenga del campo fotovoltaico.
- Corriente de entrada máxima: Representa la corriente límite del inversor que puede soportar y que provenga del campo fotovoltaico.

3. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

3.1. ESTUDIO DE MERCADO Y SELECCIÓN DE COMPONENTES

Se ha realizado un estudio de las principales marcas que fabrican módulos solares, para conocer la eficiencia de algunas placas que tienen a la venta. La fórmula de la eficiencia para los paneles solares viene dada por:

$$\eta = \frac{P_{max}}{G * \text{Área}} * 100$$

Siendo: - G la irradiancia incidente, y su valor es: 1.000 W/m²
 - El área corresponde al área del panel fotovoltaico

Se han estudiado las siguientes marcas de fabricantes: Trina solar, Longi solar, Jinko solar, JA solar, Canadian solar y Abora solar.

FABRICANTE	MODELO	CÉLULAS	POTENCIA (W)	Pmáx (W)	ALTO (mm)	ANCHO (mm)	EFICIENCIA	PRECIO
TRINA SOLAR	Vertex	Bifacial - Monocristalino	530 - 550	550	2384	1096	21,05%	224,10 €
TRINA SOLAR	Doumax Twin	Bifacial - Monocristalino	430 - 450	450	2111	1046	20,38%	151,90 €
TRINA SOLAR	Honey M	Monocristalino	360 - 385	385	1763	1040	21,00%	140,00 €
TRINA SOLAR	Vertex S	Monocristalino	380 - 395	395	1754	1096	20,55%	185,50 €
LONGI SOLAR	LR4-60 HIH	Monocristalino	350 - 380	380	1755	1038	20,86%	93,24 €
LONGI SOLAR	LR4-60 HBD	Bifacial - Monocristalino	345 - 365	365	1791	1062	19,19%	149,00 €
LONGI SOLAR	LR4-72 HIH	Monocristalino	425 - 455	455	2094	1038	20,93%	106,15 €
LONGI SOLAR	LR4-72 HBD	Bifacial - Monocristalino	415 - 435	435	2131	1052	19,40%	149,00 €
JINKO SOLAR	Tiger Pro 72HC-TV	Bifacial - Monocristalino	525 - 545	545	2274	1134	21,13%	281,33 €
JINKO SOLAR	Tiger LM 72HC-BDVP	Bifacial - Monocristalino	435 - 455	455	2096	1039	20,89%	225,00 €
JINKO SOLAR	Tiger LM 72HC	Monocristalino	436 - 455	455	2096	1039	20,89%	239,18 €
JINKO SOLAR	Tiger Pro 54HC	Monocristalino	395 - 415	415	1722	1134	21,25%	222,00 €
JA SOLAR	JAP72S03	Policristalino	325 - 345	345	2000	991	17,41%	259,00 €
JA SOLAR	JAM72D00/BP	Bifacial - Monocristalino	350 - 370	370	1968	992	18,95%	208,12 €
JA SOLAR	JAM72D00/PR	Monocristalino	350 - 370	370	1968	992	18,95%	198,20 €
JA SOLAR	JAM72S01/PR	Monocristalino	355 - 375	375	1960	991	19,31%	144,90 €
JA SOLAR	JAP72S01/SC	Policristalino	315 - 335	335	1960	991	17,25%	162,62 €
CANADIAN SOLAR	BiHiKu7	Bifacial - Monocristalino	635 - 660	660	2384	1303	21,25%	249,00 €
CANADIAN SOLAR	HiKu7	Monocristalino	640 - 670	670	2384	1303	21,57%	271,72 €
CANADIAN SOLAR	BiHiKu	Bifacial - Policristalino	390 - 415	415	2132	1048	18,57%	170,00 €
CANADIAN SOLAR	HiKu	Policristalino	430 - 450	450	2108	1048	20,37%	169,00 €
CANADIAN SOLAR	HiKuBlack	Policristalino	345 - 370	370	1765	1048	20,00%	200,84 €
CANADIAN SOLAR	HiHero	Monocristalino	405 - 430	430	1727	1048	23,76%	203,25 €
ABORA SOLAR	Abora aH72 SK	Híbrido - Monocristalino	350	350	1970	995	17,86%	509,50 €

Tabla 1: Estudio de mercado. Fuente: elaboración propia

Hay que destacar la empresa ABORA SOLAR, de Zaragoza, la cual realiza paneles solares fotovoltaicos híbridos, produciendo energía eléctrica y agua caliente.

Después de realizar el estudio, para el presente proyecto se ha optado por el fabricante LONGI SOLAR, el cual muestra muy buena eficiencia en los paneles monocristalinos y el coste económico es más ajustado que en los otros casos.

3.2. DISEÑO DE LA DISTRIBUCIÓN DE PANELES FOTOVOLTAICOS

Una vez analizados los diferentes componentes se procede a diseñar la instalación fotovoltaica.

La central de cogeneración, Tortosa Energía S.A., está situada en el municipio de Tortosa, Tarragona, en el Polígono Baix Ebre en la parcela 3. La elevación media de la planta es de aproximadamente 25 metros sobre el nivel del mar.



Ilustración 11: Imagen de la central. Fuente: google maps

La orientación de las naves que componen la central es generalmente Norte-Sur, algo que ha facilitado mucho a la hora de realizar la instalación óptima de la instalación. Ya que, la mejor orientación para obtener el mayor rendimiento de los paneles solares es al Sur.

Como se puede observar en la fotografía del satélite y en las siguientes imágenes, las cubiertas del tono más blanco son cubiertas inclinadas de 9° al Norte y al Sur. Las otras cubiertas son planas.



Ilustración 12: Imágenes de las cubiertas de la central. Fuente: elaboración propia

Para cada tipo de cubierta se ha utilizado un tipo de soporte y un panel solar diferente, es por ello por lo que se han hecho dos estudios diferenciados para cada tipo de tejado.

La superficie total disponible en las cubiertas planas es de 545 m², mientras que para las cubiertas inclinadas es de 380 m².

3.2.1. PVSYST

PVSyst es un programa de ordenador muy utilizado para diseñar instalaciones fotovoltaicas. Posee una amplia base de datos de los principales componentes usados en una instalación del mercado internacional, pudiendo añadir a la base de datos nuevos fabricantes y sus componentes.

También posee una base meteorológica que permite dimensionar la planta en función de su emplazamiento.

Este programa permite calcular la inclinación y la orientación óptima de los paneles, además de poder diseñar la instalación en 3D, para una obtención de resultados de eficiencia y producción más detallados ya que tiene en cuenta las pérdidas y la orientación del sol.

Para realizar el diseño de la instalación, se han seguido los siguientes pasos para cada tipo de cubierta:

- 1) En primer lugar, se escoge el sistema conectado a la red.

- 2) En segundo lugar, hay que definir el sitio geográfico en el cual se va a instalar la planta. Se puede hacer mediante un buscador, introduciendo coordenadas geográficas o mediante un mapa interactivo.
- 3) Una vez seleccionado correctamente el emplazamiento de la instalación, se procede a definir la orientación de los módulos solares, se selecciona el tipo de plano y se introducen los parámetros de inclinación y Azimut.
- 4) Ahora se procede a la definición del sistema de red, consiste en la selección del módulo fotovoltaico y la selección del inversor. Además, puedes añadir el redimensionamiento donde se especifica el área disponible para la instalación de módulos. Una vez seleccionados ambos componentes, el programa te proporciona el número de módulos y de cadenas que debería tener la instalación, así como el número de inversores a conectar.
- 5) Para realizar un estudio de la energía generada más detallado se definen las sombras que pueden afectar a los paneles. Para ello, se realiza con un modelado 3D, la construcción/perspectiva que tendría la instalación. De esta forma el programa te proporciona datos más detallados sobre las pérdidas del sistema según las sombras.
- 6) Por último, se procede a ejecutar la simulación.

3.2.1.1. INSTALACIÓN EN CUBIERTA PLANA

Los paneles escogidos para este tipo de cubierta son del fabricante LONGI SOLAR, su nombre comercial es LR4-60 HIH 370 M G2, estos paneles cuentan con un alto rendimiento, en concreto este modelo presenta una eficiencia del 20,86%, como se puede observar en el estudio de mercado realizado. En el Anexo I del presente trabajo se encuentra el catálogo donde se pueden consultar todas las especificaciones descritas por el fabricante.

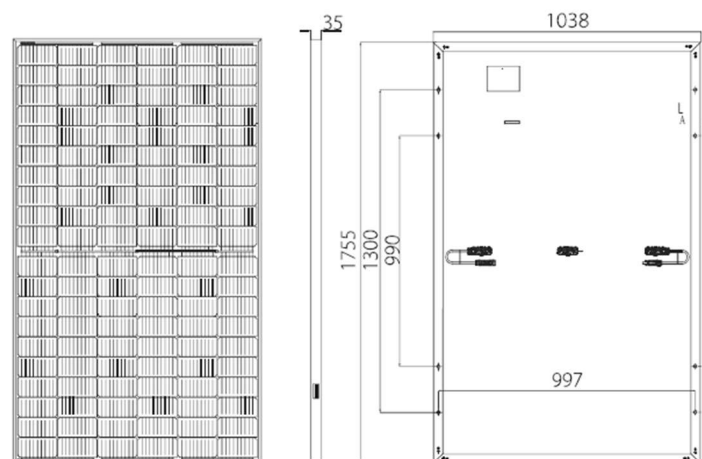


Ilustración 13: Medidas PV para cubierta plana. Fuente: LONGI SOLAR

Los paneles fotovoltaicos se disponen sobre la superficie con una inclinación de 30°, sobre unos soportes fijos. Para que los paneles no sombreen entre ellos, hay que dejar una separación, y para calcularla se utiliza la siguiente fórmula:

$$d = \frac{h}{\tan(61 - \phi)}$$

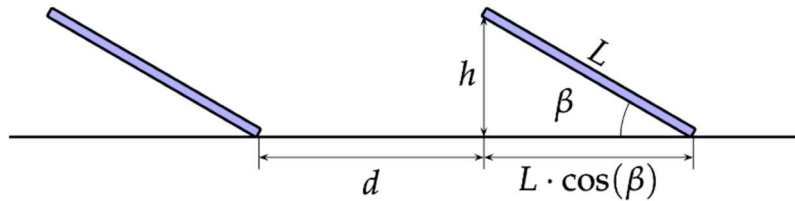


Ilustración 14: Distancia entre paneles. Fuente: todofotovoltaica.com

Esta ecuación está diseñada para satisfacer un mínimo de cuatro horas de sol durante el solsticio de invierno, 21 de diciembre, el día del año con menos horas de sol.

En este caso, la distancia mínima entre filas será:

$$d = \frac{\text{sen}(30) * 1,755}{\tan(61 - 40,77)} = 2,51m$$

Una vez conocida la distancia mínima también hay que calcular el espacio total ocupado por el panel más la sombra, es decir, la distancia total desde donde empieza un panel hasta donde empieza el siguiente. Este valor es conocido como ROT (Ratio Total de Ocupación), y se calcula con la siguiente ecuación:

$$ROT = \frac{d + L * \cos(\beta)}{L}$$

En este caso nos da un valor de 2,29 metros.

Conocidos los valores de superficie útil de cubierta, superficie del panel y los dos valores anteriores se procede a la disposición de los paneles en la cubierta.

Haciendo uso del programa PVSyst, se introducen los parámetros para obtener la cantidad de paneles que caben en las cubiertas, obteniéndose así un total de 192 paneles (12 cadenas x 16 en serie), ocupando un total de 350 m² de superficie total.

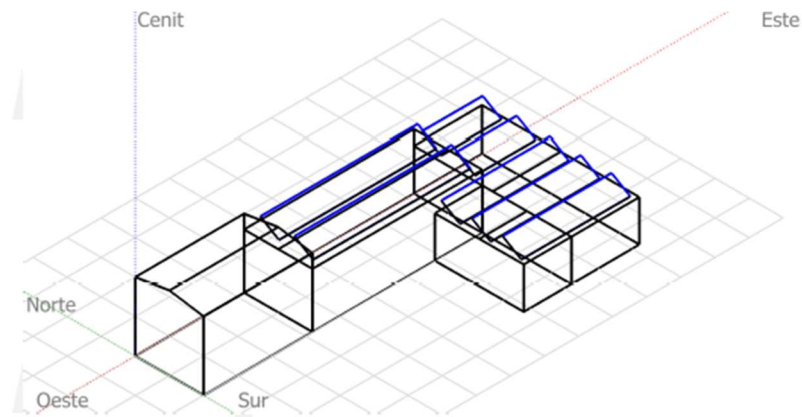


Ilustración 15: Simulación 3D para cubiertas planas. Fuente: PVSyst

Tras establecer la cantidad de paneles que se instalarán y sabiendo las características de los mismos, se procede a la elección del inversor de onda acorde con la potencia pico que desarrollará la instalación.

Si se disponen de un total de 192 paneles de 370 Wp, la potencia mínima que deberá soportar el inversor es 71,04 kWp.

Atendiendo a esto, así como a la corriente máxima de entrada y la tensión mínima de entrada al inversor, se han escogido dos unidades del inversor FreeSun FS0035 LVT de la marca Power Electronics y cuenta con una eficiencia del 95,9%. En el Anexo I se pueden consultar el catálogo del inversor seleccionado.

Los 192 módulos se dispondrán tal que la configuración serie-paralelo será de 12x16, de modo que se asegura la tensión de entrada al inversor comprendida entre 450 y 820V, ya que los paneles generan cada uno 38,6V, llegando a otorgar los 12 módulos un total de 463,2V.

3.2.1.2. DISPOSICIÓN DE PANELES EN CUBIERTA INCLINADA

Haciendo uso del estudio de mercado, se ha escogido para este tipo de cubierta los paneles de LONGI SOLAR, conocidos comercialmente como LR4-72 HIH 450 M G2.

Este tipo de panel tiene una eficiencia de 20,93%. En el Anexo I, se puede encontrar el catálogo, donde aparecen los valores más relevantes para el cálculo de la instalación.

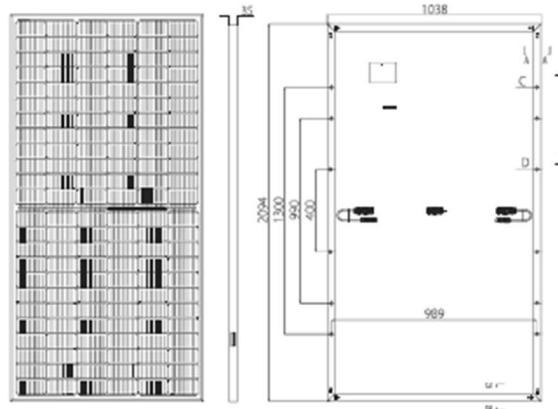


Ilustración 16: Dimensiones panel para cubierta inclinada. Fuente: LONGI SOLAR

La cubierta tiene una inclinación de 9° al Sur, y se montará sobre una estructura coplanar. Estas estructuras son las que se utilizan en cubiertas inclinadas, se fijan a la cubierta utilizando dos perfiles de aluminio sobre los que posteriormente se colocan los paneles solares. Dichos paneles tendrán la misma inclinación que el ángulo del tejado sobre el que se monta la estructura, es por ello por lo que en este tipo de cubierta se ha escogido un tipo de panel con una potencia mayor al anterior caso.

Una vez conocidos los valores de superficie útil y tras dejar metros de seguridad de anticipas en los bordes de las cubiertas, se procede a diseñar la disposición de los paneles con el programa PVSyst, obteniéndose un total de 104 paneles dispuestos en 8 cadenas por 13 paneles en serie, lo que ocupa una superficie de 206 m² de la cubierta.

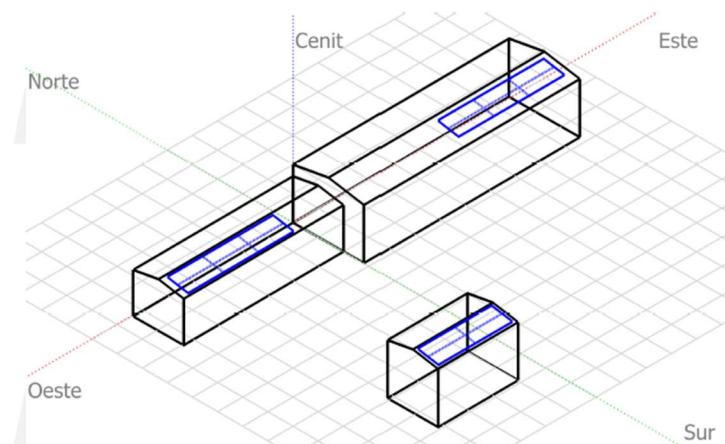


Ilustración 17: Simulación 3D cubiertas inclinadas. Fuente: PVSyst

Una vez establecido el número de paneles y las especificaciones de ellos, se procede a la elección del inversor de onda acorde con la potencia pico que desarrollará la instalación.

Si se disponen de un total de 104 paneles de 450 Wp, la potencia mínima que deberá soportar el inversor es 46,8 kWp.

Atendiendo a esto, así como a la corriente máxima de entrada y la tensión mínima de entrada al inversor, se han escogido una unidad del inversor FreeSun FS0040 LVT de la marca Power Electronics y cuenta con una eficiencia del 96,2%.

Los 104 módulos se dispondrán tal que la configuración serie-paralelo será de 8x13, de modo que se asegura la tensión de entrada al inversor comprendida entre 450 y 820V, ya que los paneles generan cada uno 46,2V, llegando a otorgar los 8 módulos un total de 554,4V.

3.2.1.3. RESULTADOS OBTENIDOS

Una vez conocida la disposición de los módulos en cada tipo de cubierta, las características de cada panel y la cantidad de los mismos, mediante el programa PVSyst se realiza el cálculo de la energía que produciría.

La potencia del sistema instalado en la cubierta plana es 71,0 kWp y en la cubierta inclinada 46,8 kWp, lo que hace un total 117,8 kWp de potencia de toda la instalación fotovoltaica.

La energía total generada por la instalación sería de 174,92 MWh/año, produciendo la instalación en cubierta plana 105,8 MWh/año y la instalación en cubierta inclinada 68,01 MWh/año.

	Energía Inyectada en la red		
	MWh		
	Instalación en cubierta plana	Instalación en cubierta inclinada	Energía total
Enero	5,73	3,239	8,969
Febrero	8,96	3,997	12,957
Marzo	9,45	5,785	15,235
Abril	10,11	6,658	16,768
Mayo	10,9	7,652	18,552
Junio	11,4	8,085	19,485
Julio	11,58	8,176	19,756
Agosto	10,89	7,322	18,212
Septiembre	9,2	5,794	14,994
Octubre	7,12	4,752	11,872
Noviembre	6,13	3,506	9,636
Diciembre	5,44	3,042	8,482
	ENERGÍA TOTAL INYECTADA A LA RED		174,918

Tabla 2: Energía total producida por la instalación. Fuente: elaboración propia

El rendimiento del sistema es de un 81,8% y, se representa, mediante el parámetro PR (Performance Ratio). Es importante, en los sistemas energéticos lograr un buen rendimiento de producción y en los equipos que lo componen, ya que un mayor rendimiento conlleva menos pérdidas y con ello una mayor eficiencia.

Los factores que pueden conllevar a una pérdida de eficiencia en los sistemas de producción son varios, desde la irradiación solar que reciben los paneles hasta las pérdidas por sombreado o el cableado de la instalación. Por eso, es conveniente realizar un buen análisis de los puntos susceptibles a pérdidas, para así minimizarlas en la medida de lo posible. El programa PVSyst nos proporciona una pérdida anual del sistema, y es la siguiente:

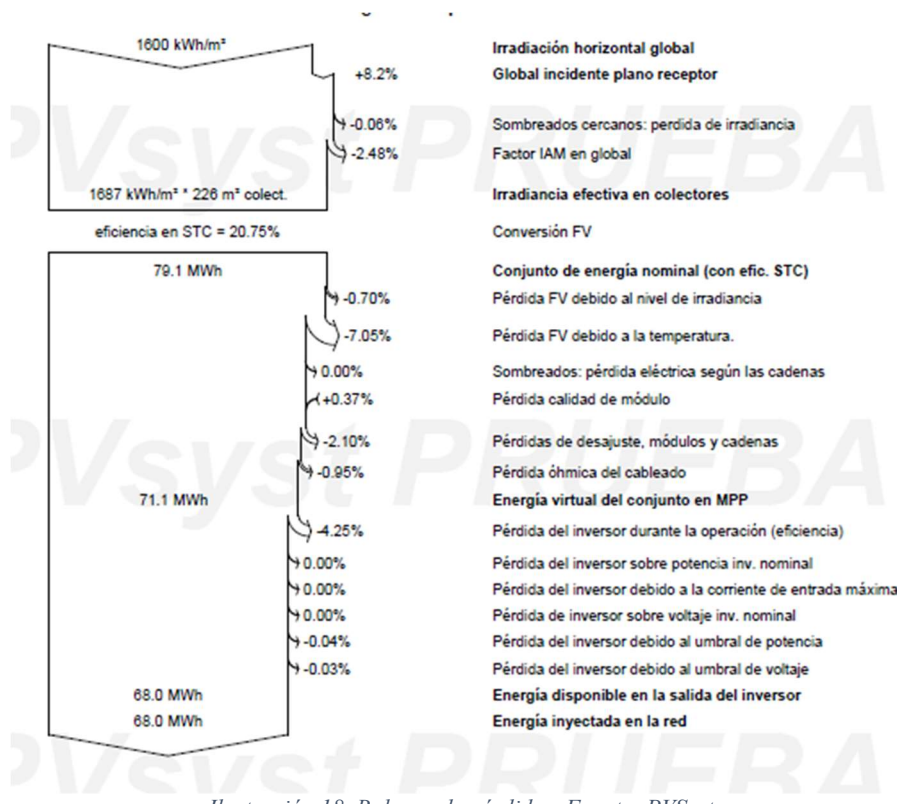


Ilustración 18. Balance de pérdidas. Fuente: PVSyst

Mediante el programa PVSyst, es posible calcular las emisiones de CO² de la instalación durante su vida útil.

Total: 664.9 tCO₂
Emisiones generadas
 Total: 125.73 tCO₂
 Fuente: Cálculo detallado de la siguiente tabla:
Emisiones reemplazadas
 Total: 911.2 tCO₂
 Sistema de producción: 105.84 MWh/año
 Emisiones del ciclo de vida de la red: 287 gCO₂/kWh
 Fuente: Lista IEA
 País: Spain
 Toda la vida: 30 años
 Degradación anual: 1.0 %

Detalles de emisiones del ciclo de vida del sistema

Artículo	LCE	Cantidad	Subtotal [kgCO ₂]
Módulos	1713 kgCO ₂ /kWp	71.0 kWp	121672
Soportes	1.91 kgCO ₂ /kg	1920 kg	3675
Inversores	190 kgCO ₂ /	2.00	379

Ilustración 19. Detalles de emisiones de CO₂ de la instalación. Fuente: PVSyst

Emisión de CO₂ ahorrada vs tiempo

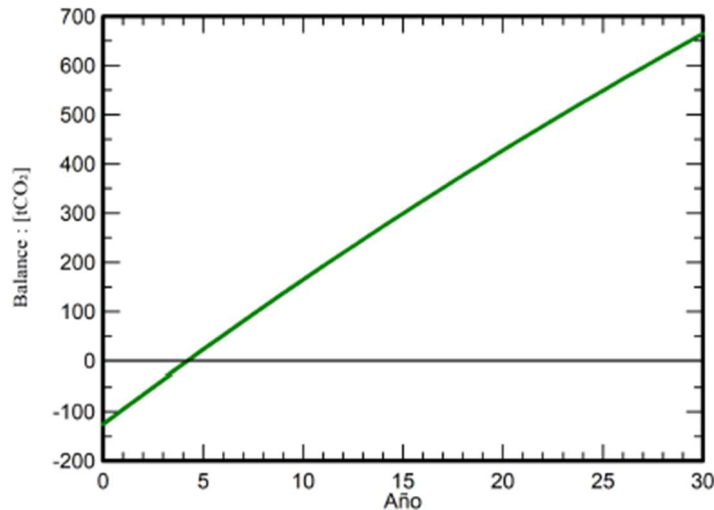


Gráfico 4: Emisiones de CO₂ ahorradas. Fuente: PVSyst

Las energías renovables representan una forma de energía más limpia y respetuosa con el medioambiente, además de ser una fuente de energía inagotable. Pero a pesar de ser una energía verde, esta si contamina, si tenemos en cuenta el global desde la fabricación de paneles hasta la producción de energía, sí encontramos un rastro de contaminación, si bien cuando se habla estrictamente de la generación de energía esta es limpia.

La instalación total emite 208,34 toneladas de CO², mientras que durante los 25 años que estén funcionamiento supone una reducción de 1.496,8 toneladas en emisiones, los que supone un subtotal de 1.288,73 tCO² ahorrados al planeta.

Con lo cual, analizando los datos de partida de la central de cogeneración y los resultados obtenidos, el sistema fotovoltaico diseñado es capaz de cubrir totalmente el consumo cuando la planta está parada, que es cuando consume 144 MWh frente a los 174,918 MWh que proporciona la instalación fotovoltaica. Además, permite generar beneficios ya que puede venderse el exceso de producción, cuando está parada y cuando está en pleno rendimiento.

Los resultados obtenidos con la simulación en el programa PVSyst, están reflejados en el Anexo II del presente trabajo.

3.2.2. CÁLCULOS ANALÍTICOS Y COMPARACIÓN DE RESULTADOS

Para comprobar los resultados obtenidos con el programa PVSyst, también se han realizado cálculos analíticos.

Para ello se han realizado los siguientes pasos:

En primer lugar, se realizan los cálculos en condiciones *Standard de Medida*:

Se calcula la tensión térmica de la matriz de células, considerando una única célula, mediante la siguiente expresión:

$$V_t = \frac{N_s * k * T^a (K)}{q} = \frac{m * k * T^a (K)}{e}$$

Siendo:

- m: número de células conectadas en serie (m=1)
- q: carga del electrón (1,6x10⁻¹⁹C)
- k: es la constante de Boltzmann (1,38x10⁻²³J/K)
- T^a: es la temperatura de la unión p-n en Kelvin
- k= 0.025; T^a=273+25; e= 300;

Luego se procede a calcular la tensión en circuito abierto, data sheet, mediante la siguiente fórmula:

$$V_{OC_{dscelula}} = \frac{V_{OC_{ds}}}{N^o \text{ de celdas}}$$

Donde: Voc_{ds}, es el valor de la tensión en circuito abierto en condiciones Standard de Medida, dada por el fabricante del módulo.

Tensión normalizada:

$$V_{OC_{norm}} = \frac{V_{OC_{dscelula}}}{V_t}$$

Factor de forma:

$$FF = \frac{P_{max}}{I_{sc_x} * V_{oc_{ds}}}$$

Siendo:

- I_{sc_x} : la intensidad de cortocircuito, proporcionada por el fabricante en condiciones Estándar de Medida
- P_{max} : la potencia del módulo solar, proporcionada por el fabricante

Factor de forma normalizado:

$$FF_o = \frac{V_{oc_{norm}} - \ln(V_{oc_{norm}} + 0.72)}{V_{oc_{norm}} + 1}$$

Resistencia en serie normalizada:

$$rs = 1 - \frac{FF}{FF_o}$$

$$Rs = rs * \frac{V_{oc_{dscetula}}}{I_{sc_x}}$$

Ahora se procede a realizar los cálculos en *Condiciones Normales de Operación*:

Temperatura de la célula:

$$T_c = T_a + \frac{NOCT (^{\circ}C) - 20}{800} * G_{ef}$$

Donde:

- T_a : se refiere a la temperatura en condiciones de operación
- G_{ef} : la irradiancia en condiciones de operación
- NOCT: viene incluido en las hojas de características técnicas de los módulos

Intensidad de cortocircuito:

$$I_{sc} = I_{sc_x} * \frac{G_{ef}}{G_x}$$

Siendo: G_x , la irradiancia nominal (W/m^2)

Tensión en circuito abierto:

$$V_{oc_{cn}} = V_{oc_{dscetula}} + (T_c - T_x) * \frac{dV_{oc}}{dT_c}$$

Donde:

- Tx es la temperatura nominal en °C
- El valor de $\frac{dV_{oc}}{dT_c}$ es 0.0023

Tensión térmica:

$$Vt_{cn} = \frac{Ns * k * T^a (K)}{q} = \frac{m * k * T^a (K)}{e}$$

Tensión normalizada en condiciones de operación:

$$Voc_{co} = \frac{Voc_{cn}}{Vt_{cn}}$$

Resistencia normalizada, rs-cn, donde Rs es un valor constante:

$$rs_{cn} = \frac{Rs}{\frac{Voc_{cn}}{Isc}}$$

Factor de forma normalizado:

$$FFo = \frac{Voc_{co} - \ln(Voc_{co} + 0.72)}{1 + Voc_{co}}$$

Intensidad y tensión máximas:

Parámetros a y b:

$$a = Voc_{co} + 1 - 2 * Voc_{co} * rs_{cn}$$

$$b = \frac{a}{1 + a}$$

Tensión máxima por celda:

$$Vmax = Voc_{cn} * \left(1 - \frac{b}{Voc_{co}} * \ln(a) - rs_{cn} * (1 - a^{-b})\right)$$

Intensidad máxima por celda:

$$Imax = Isc * (1 - a^{-b})$$

Con lo cual la **potencia máxima** vendrá dada por:

$$P_{max} = (V_{max} * I_{max}) * N_{cs} * N_{cp} * N^{\circ} \text{ de celdas}$$

Siendo:

- Ncs: Número de módulos en serie
- Ncp: Número de módulos en paralelo

Mediante un script ejecutable en el programa de Matlab e introduciendo las fórmulas anteriores, se ha calculado la potencia máxima del generador fotovoltaico a partir de las características del catálogo de los paneles solares. Este script se puede ver en el Anexo III del presente proyecto.

Una vez conocida la potencia máxima, se calcula el valor de la **energía** mensual con la siguiente ecuación:

$$E = \frac{G_{ef}(\beta_{opt}, \alpha)}{G_{ef}} * P_{max} / 100000$$

Siendo:

- $G_{ef}(\beta_{opt}, \alpha)$ el valor de irradiancia, con un valor de $\beta_{opt}=35^{\circ}$, obtenido de cada mes
- $G_{ef}=700W/m^2$
- P_{max} , el valor de la potencia máxima de cada mes
- /100000 porque se desea obtener el valor en MWh/mes

El valor de $G_{ef}(\beta_{opt}, \alpha)$ ha sido obtenido a partir de la base de datos de la pagina web de la Comisión Europea.

Para el caso de la instalación en cubierta plana, los resultados han sido los siguientes:

MES	IRRADIANCIA (Wh/m2/mes)	Temperatura (°C)	Pmax (W)	E (MWh/mes)
Jan	94600	8,6	48976,463	66,1881914
Feb	133000	7,5	49509,3086	94,0676863
Mar	172000	8,4	49073,2838	120,580069
Apr	189000	11,7	47479,2543	128,193987
May	206000	15,9	45461,5751	133,786921
Jun	216000	21,9	42601,8563	131,457157
Jul	228000	24,7	41276,933	134,444867
Aug	224000	24,2	41513,063	132,841802
Sep	179000	21	43029,0502	110,031428
Oct	135000	15,9	45461,5751	87,6758948
Nov	102000	9,4	48589,4546	70,8017767
Dec	65300	6,1	50188,6458	46,8188367
Energía total generada (MWh/año)				104,741

Tabla 3: Energía total generada obtenida analíticamente para la cubierta plana. Fuente: elaboración propia

Y, para el caso de la cubierta inclinada los resultados obtenidos han sido los siguientes:

MES	IRRADIANCIA (Wh/m2/mes)	Temperatura (°C)	Pmax (W)	E (MWh/mes)
Jan	94600	8,6	32289,6594	43,6371683
Feb	133000	7,5	32638,7251	62,0135777
Mar	172000	8,4	32353,0865	79,4961554
Apr	189000	11,7	31308,8118	84,5337919
May	206000	15,9	29986,9242	88,2472341
Jun	216000	21,9	28113,2161	86,7493525
Jul	228000	24,7	27245,0483	88,7410145
Aug	224000	24,2	27399,7777	87,6792886
Sep	179000	21	28393,1291	72,6052873
Oct	135000	15,9	29986,9242	57,8319252
Nov	102000	9,4	32036,1272	46,6812139
Dec	65300	6,1	33083,7501	30,8624126
Energía total generada (MWh/año)				69,0899

Tabla 4: Energía total generada obtenida analíticamente para la cubierta inclinada. Fuente: elaboración propia

Con lo cual comparando los resultados obtenidos con el programa PVSyst y los calculados analíticamente, se puede observar la pequeña diferencia que existe entre valores.

Energía generada (MWh/año)	Valores obtenidos mediante:	
	PVSyst	Analíticamente
Cubierta plana	105,8	104,741
Cubierta inclinada	68,01	69,0899
Total	173,81	173,8309

Tabla 5: Energía total generada obtenida analíticamente. Fuente: elaboración propia

4. LEGISLACIÓN APLICADA

Para la elaboración del presente proyecto se ha tenido en cuenta la siguiente normativa:

- **Ley 54/1997 del sector eléctrico**, tiene como fin básico la regulación del sector eléctrico en su triple objetivo de garantizar el suministro, la calidad en el servicio y al menor coste posible. Y con especial relevancia la protección del medioambiente.
- **Real Decreto 1955/2000**, que regula las actividades de transporte, distribución y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Pliego de Condiciones Técnicas para instalaciones conectadas a la red, PCT-C julio 2011.
- **Real Decreto Ley 7/2006** del 23 junio por el que se adoptan medidas urgentes del sector eléctrico.
- **Ley 24/2013**, 26 diciembre, del sector eléctrico.
- **Real Decreto 413/2014**, 6 de junio por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos.
- **Real Decreto 1454/2005**, de 2 de diciembre, por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico.
- **Real Decreto 1110/2007**, 24 de agosto, por el que se aprueba el reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- **Real Decreto 1048/2013**, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.
- **Decreto 842/2002** de 2 de agosto por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
- **Real Decreto 1955/2000** de 1 de diciembre, por el que se reglan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- **Real Decreto 661/2007**, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- **Orden ETU/1976/2016**, de 23 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2017.

- **Real Decreto 1053/2014**, de 12 de diciembre, por el que se aprueba una nueva Instrucción Técnica Complementaria (ITC) BT 52 «Instalaciones con fines especiales. Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos», del Reglamento electrotécnico para baja tensión, aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, y se modifican otras instrucciones técnicas complementarias del mismo.
- Resolución del 31 de mayo de 2001, por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- **Código Técnico de la Edificación (RD 314/2006)**
- Especificaciones técnicas específicas de la compañía eléctrica distribuidora.
- Instrucciones Técnicas Complementarias MIE-RAT.
- **Real Decreto 337/2014**, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- **Real Decreto 244/2019**, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- **Real Decreto 23/2020**, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.
- **Real Decreto 960/2020**, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción eléctrica.

5. ELABORACIÓN DEL PRESUPUESTO

5.1. ESTIMACIÓN DE COSTES

Una vez diseñada la instalación fotovoltaica en la central de cogeneración, se ha realizado un presupuesto aproximado.

Estas instalaciones requieren de una gran inversión final, pero también hay que recalcar la gran amortización de las mismas. Con el paso de los años, la innovación tecnológica y el cambio de algunas legislaciones han resultado favorables para reducir la inversión inicial, a la par que mejora la amortización de la instalación.

Presupuesto de Instalación

Presupuesto	
DESCRIPCIÓN	TOTAL
Módulos FV	41.450,20 €
Inversores	30.891,10 €
Otros componentes	8.220,80 €
Seguridad y salud	450,00 €
Estudios y análisis	750,00 €
Legislación e impuestos	800,00 €
TOTAL BRUTO	82.562,10 €
I.V.A. %	21%
	17.338,04 €
TOTAL	99.900,14 €

Tabla 6: Presupuesto total de la instalación. Fuente: elaboración propia

Como se puede apreciar el grueso de la inversión se encuentra en el coste de los paneles FV y de los inversores, siendo más del 70% de la inversión, mientras que el resto va a parar de manera muy repartida en el resto de los componentes.

El apartado de *otros componentes* hace referencia a las canaletas, las bandejas, la caja de conexiones de los módulos, el cuadro general, a los equipos de medida de radiación y comunicaciones para el sistema monitorizado de la planta y a los trabajos auxiliares, relacionados con el servicio de elevadores para la instalación de paneles en las cubiertas de la central.

El presupuesto total de la presente instalación fotovoltaica de 117,8 kWp, se ha estimado por tanto en 99.900,14 €, generando un total de 174,918 MWh anual. Por lo que el primer año de coste de producción sería de 0,57€/kW, mientras que, a partir de la liquidación, únicamente haciendo frente a los costes de mantenimiento, estimados aproximadamente en 1.000 euros al año, serían de 0,006€/kW.

En la siguiente página se puede observar detalladamente el presupuesto de la instalación.

Detalle de presupuesto

It.	DENOMINACIÓN	Un	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	TOTAL
1	Módulos FV				41.450,20 €
1.1	Suministro e instalación de módulos fotovoltaicos de 370 W (ref.: LR4-60 HIH 370 M G2 (TESA 1))	ud	192	93,24 €	17.902,08 €
1.2	Suministro e instalación de módulos fotovoltaicos de 450 W (ref.:LR4-72 HIH 450 M G2 (TESA 2))	ud	104	106,15 €	11.039,60 €
1.3	Suministro y montaje estructura soporte fijación de módulos sobre cubierta coplanar	ud	104	34,95 €	3.634,80 €
1.4	Soportes para módulos 30º (TESA 1)	ud	192	42,38 €	8.136,96 €
1.5	Cableado módulos	m	226	3,26 €	736,76 €
2	Inversores				30.891,10 €
2.1	Suministro e instalación de inversores fotovoltaicos de conexión a red (ref:FreeSun FS0035 LVT (TESA 1))	ud	2	9.328,36 €	18.656,72 €
2.2	Suministro e instalación de inversores fotovoltaicos de conexión a red (ref:FreeSun FS0040 LVT (TESA 2))	ud	1	11.915,18 €	11.915,18 €
2.3	Cableado inversores	m	112	2,85 €	319,20 €
3	Otros componentes				8.220,80 €
3.1	Suministro e instalación de canaleta PVC con protección para instalación superficial a la intemperie, incluida para proporcional de elementos auxiliares de soporte y fijación	m	40	6,42 €	256,80 €
3.2	Suministro y colocación de bandeja metálica, de 150x50 mm, incluida parte proporcional de elementos auxiliares de soporte y fijación	m	15	17,60 €	264,00 €
3.3	Suministro e instalación de caja de conexiones de series de módulos, con protección contra sobretensiones y seccionador de carga	ud	2	300,00 €	600,00 €
3.4	Cuadro general de evacuación en baja tensión, trifásico, incluyendo: Interruptor automático magnetotérmico con protección diferencial, Elementos de medida y protección de corriente y tensión y Contador de medida	ud	1	1.200,00 €	1.200,00 €
3.5	Suministro e instalación de panel informativo de producción instantánea, energía acumulada y emisiones CO2 evitadas	ud	1	750,00 €	750,00 €
3.6	Instalación de puesta a tierra, compuesta por cableado de puesta a tierra de módulos fotovoltaicos, estructura, toma de tierra mediante piqueta 2m y caja seccionadora para mediciones	ud	1	450,00 €	450,00 €
3.7	Trabajos auxiliares, servicio de gruas y/o elevadores	h	150	28,00 €	4.200,00 €
3.8	Instalación de equipos de medida de radiación y comunicaciones para sistema de monitorización remoto de planta	ud	1	500,00 €	500,00 €
4	Seguridad y salud				450,00 €
4.1	Línea de vida de seguridad formada por cable de acero inox. De seguridad y p.p. de ganchos de acero inox. Fijados a la cubierta según normativa, dotación de equipos de protección individual y formación	ud	1	450,00 €	450,00 €
5	Estudios y análisis				750,00 €
5.1	Dirección facultativa y asistencia técnica	ud	1	750,00 €	750,00 €
6	Legislación e impuestos				800,00 €
6.1	Documentación y certificados para puesta en marcha, mediciones y verificación de condiciones técnicas de instalación, de acuerdo con especificaciones del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión vigente	ud	1	800,00 €	800,00 €

Tabla 7: Presupuesto detallado de la instalación. Fuente: elaboración propia.

5.2. RENTABILIDAD DE LA INSTALACIÓN

Para poder analizar la rentabilidad de la instalación se tendrán en cuenta dos factores:

1. **VAN, Valor Actual Neto:** sirve para valorar y determinar la viabilidad y la rentabilidad de un proyecto de inversión. Si el resultado de esta operación es positivo, es decir, si refleja ganancia se puede afirmar que el proyecto es viable. Depende de los valores de flujo de caja (ingresos y egresos de efectivo) actualizados a la fecha presente, descontándolos una tasa de interés determinada, en este caso un 2%. El resultado se expresa en términos de unidades de valor monetario.
2. **TIR, Tasa Interna de Retorno:** se utiliza para analizar la viabilidad de un proyecto y determinar la tasa de beneficio o rentabilidad que se puede obtener de dicha inversión. Depende del flujo de caja neto proyectado y el monto de la inversión del proyecto. Su resultado viene expresado en valor porcentual.

Con lo cual, para calcular ambos factores se ha tenido en cuenta lo siguiente:

Inversión inicial	99.900,14 €
Costes de mantenimiento anuales	1.000,00 €
Calidad inicial módulo	98%
Pérdida calidad módulos anual	0,55%
Precio promedio venta kW	0,04 €/kW
Energía generada	174,918 MWh

Tabla 8: Datos de partida para el cálculo del VAN y el TIR. Fuente: elaboración propia.

Teniendo en cuenta que la inversión tendrá una duración de 25 años, se ha calculado lo siguiente:

Año	Rendimiento	Energía generada (MWh)	Importe energía generada (€)	Costes de mantenimiento (€)	Valor actual generado (€)	Valor actual acumulado (€)
0	0	0	0	0	-99.900,14	-99.900,14
1	98,00%	171,41964	6.856,79	1.000,00	5.856,79	-94.043,35
2	97,45%	170,457591	6.818,30	1.000,00	5.818,30	-88.225,05
3	96,90%	169,495542	6.779,82	1.000,00	5.779,82	-82.445,23
4	96,35%	168,533493	6.741,34	1.000,00	5.741,34	-76.703,89
5	95,80%	167,571444	6.702,86	1.000,00	5.702,86	-71.001,03
6	95,25%	166,609395	6.664,38	1.000,00	5.664,38	-65.336,66
7	94,70%	165,647346	6.625,89	1.000,00	5.625,89	-59.710,76
8	94,15%	164,685297	6.587,41	1.000,00	5.587,41	-54.123,35
9	93,60%	163,723248	6.548,93	1.000,00	5.548,93	-48.574,42
10	93,05%	162,761199	6.510,45	1.000,00	5.510,45	-43.063,97
11	92,50%	161,79915	6.471,97	1.000,00	5.471,97	-37.592,01
12	91,95%	160,837101	6.433,48	1.000,00	5.433,48	-32.158,52
13	91,40%	159,875052	6.395,00	1.000,00	5.395,00	-26.763,52
14	90,85%	158,913003	6.356,52	1.000,00	5.356,52	-21.407,00
15	90,30%	157,950954	6.318,04	1.000,00	5.318,04	-16.088,96
16	89,75%	156,988905	6.279,56	1.000,00	5.279,56	-10.809,41
17	89,20%	156,026856	6.241,07	1.000,00	5.241,07	-5.568,33
18	88,65%	155,064807	6.202,59	1.000,00	5.202,59	-365,74
19	88,10%	154,102758	6.164,11	1.000,00	5.164,11	4.798,37
20	87,55%	153,140709	6.125,63	1.000,00	5.125,63	9.924,00
21	87,00%	152,17866	6.087,15	1.000,00	5.087,15	15.011,15
22	86,45%	151,216611	6.048,66	1.000,00	5.048,66	20.059,81
23	85,90%	150,254562	6.010,18	1.000,00	5.010,18	25.069,99
24	85,35%	149,292513	5.971,70	1.000,00	4.971,70	30.041,69
25	84,80%	148,330464	5.933,22	1.000,00	4.933,22	34.974,91

Tabla 9: Cálculos para el VAN y el TIR. Fuente: elaboración propia.

El TIR y el VAN resultantes han sido los siguientes:

VAN	12.498,08 €
TIR	3%

Tabla 10: VAN y TIR del proyecto. Fuente: elaboración propia.

Analizando las cifras y a pesar del elevado coste de inversión inicial que supone la instalación fotovoltaica, es totalmente rentable, llegando incluso a dar beneficios al vender el exceso de producción.

6. CONCLUSIONES

La mejora constante de las tecnologías en energías renovables y los cambios en la legislación, están brindando grandes oportunidades, para el desarrollo de instalaciones de esta categoría, entre las cuales destacan las de generación fotovoltaica.

En España la climatología es propicia, el sol es fuente de vida y hay que valorar y aprovechar al máximo este gran recurso natural de energía que permite abastecer a menor coste las necesidades energéticas.

El sistema fotovoltaico diseñado en el presente proyecto es capaz de producir un total de energía, que además de cumplir con las garantías de demanda de la central de cogeneración, permite generar interesantes beneficios también en el plano económico ya que puede venderse el exceso de producción.

Se cumple así el principal objetivo de este trabajo.

Además de resultar rentable la instalación para cubrir los gastos energéticos de la planta, se fomenta el uso de energía limpia y en consecuencia se reducen las emisiones nocivas medioambientales.

El primer gran reto a la hora de realizar un proyecto de estas características es afrontar el coste de la inversión inicial que puede parecer alto, pero queda demostrado que -en este tipo de instalación- en unos años está totalmente amortizado.

En el camino recorrido para la elaboración de este trabajo me he adentrado en el mundo fascinante de la energía solar y he analizado las diferentes eficiencias de esta tecnología.

Así mismo, me ha permitido conocer más profundamente esta tecnología: desde la fabricación de los paneles fotovoltaicos y su forma de producir energía hasta el desarrollo del sistema fotovoltaico.

Para la elección de los paneles solares que constituyen el sistema, he consultado diferentes catálogos y he realizado un estudio comparativo entre los diferentes fabricantes atendiendo a las principales características de los módulos solares.

La parte destinada a simulación de la instalación me ha servido para aprender el funcionamiento del software PVSyst, el cual permite diferentes alternativas de cálculo y diseño.

El desarrollo de este proyecto ha sido totalmente positivo, favorable y constructivo a niveles de aprendizaje

Finalmente, y al valorar todos los beneficios a nivel global, me gustaría resaltar la importancia de potenciar y favorecer este tipo de sistemas de generación eléctrica.

7. BIBLIOGRAFÍA

[1] Asociación de Empresas de Energías Renovables - APPA Renovables, “Estudio del impacto macroeconómico de las energías renovables en España”, 2020.

[2] Unión Europea, “Photovoltaic Geographical Information System”, 2001-2020.

[3] Ángel Antonio Bayod Rújula, “Energías renovables: Sistemas fotovoltaicos”, 2009.

[4] Miguel García Gracia, compendio de apuntes de la asignatura Energías Renovables del grado de Ingeniería Eléctrica, 2021.

[5] Miguel Alonso Abella: *Sistemas Fotovoltaicos*. Era Solar., 2005.

[6] PVSyst help:
<https://www.pvsyst.com/help/> [Consulta: 18/01/2022]

[4] Enciclopedia libre de la Energía solar, <http://www.solarpedia.es/index.php/Portada>. [Consulta: 08/01/2022]

[7] Páginas web características componentes:
<https://www.trinasolar.com/es/product/commercial> [Consulta: 10/01/2022]

<https://www.csisolar.com/downloads/> [Consulta: 10/01/2022]

<https://www.jasolar.com/index.php?m=content&c=index&a=lists&catid=339> [Consulta: 10/01/2022]

<https://es.longi-solar.com/home/products/modules.html> [Consulta: 10/01/2022]

<https://www.jinkosolar.com/en/site/dwparameter> [Consulta: 10/01/2022]

<https://abora-solar.com/panel-solar-hibrido/> [Consulta: 10/01/2022]

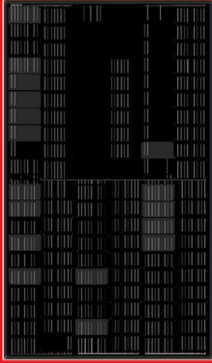
<https://power-electronics.com/solar/> [Consulta: 11/01/2022]

La graduada en Ingeniería Eléctrica:

A 26 de enero de 2022, en Zaragoza

ANEXOS


ANEXO I: FICHAS TÉCNICAS DE LOS COMPONENTES



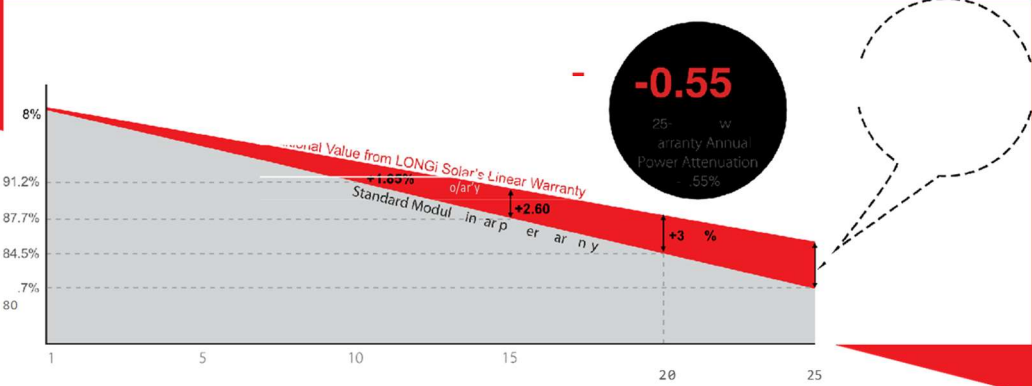
LR4—60HIH

350-380M

High EMciency
Low LID Mono PERC with
Half-cut Technology



*Both 6BB & 9BB are available



Complete System and Product Certifications

- IEC61215, IEC61730, UL61730
- ISO 9001:2008: ISO Quality Management System
- ISO 14001:2004: ISO Environment Management System
- TS62941: Guideline for module design qualification and type approval
- OHSAS 18001: 2007 Occupational Health and Safety



* Specifications subject to technical changes and tests. LONGi Solar reserves the right of interpretation.

Positive power tolerance (0" +5W) guaranteed

High module conversion efficiency (up to 20.9%)

Slower power degradation enabled by Low LID Mono PERC technology: first year <2%, 0.55% year 2-25

Solid PID resistance ensured by solar cell process optimization and careful module BOM selection

Reduced resistive loss with lower operating current

Higher energy yield with lower operating temperature

Reduced hot spot risk with optimized electrical design and lower operating current

ANGI

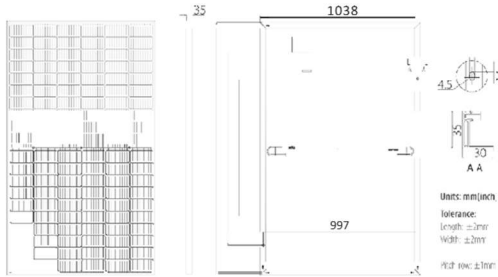
Room 801, Tower 3, Lujiazui Financial Plaza, No.826 Century Avenue, Pudong Shanghai, 200120, China
Tel: +86-21-80162606 module@ongi-silicon.com Facebook: www.facebook.com/LO NGI Solar

Note: Due to continuous technical innovation, R&D and improvement, technical data above mentioned may be of modification accordingly. LONGi have the sole right to make such modification at anytime without further notice; Demanding party shall request for the latest datasheet for such as contract need, and make it a consisting and binding part of lawful documentation duly signed by both parties.

20200622-Dr ahV01

LR4—60HIH 350-380M

Design (mm)



Mechanical Parameters

Cell Orientation: 120 (6x20)
 Junction Box: IP68, three diodes
 Output Cable: 4mm², 1200mm in length
 Glass: Single glass
 3.2mm coated tempered glass
 Frame: Anodized aluminum alloy frame
 Weight: 19.5kg
 Dimension: 1755x1038x35mm
 Packaging: 30pcs per pallet
 180pcs per 20'GP
 780pcs per 40'HC

Operating Parameters

Operational Temperature: -40 C *85 C
 Power Output Tolerance: 0+5 W
 Voc and Isc Tolerance: +3%
 Maximum System Voltage: DC1500V(IEC/UL)
 Maximum Series Fuse Rating: 20A
 Nominal Operating Cell Temperature: 45*2 C
 Safety Protection Class: Class II
 Fire Rating: UL type 1 or 2

Electrical Characteristics

Test uncertainty for Pmax: +3%

Model Number	LR4-60HIH-350M		LR4-60HIH-355M		LR4-60HIH-360M		LR4-60HIH-365M		LR4-60HIH-370M		LR4-60HIH-375M		LR4-60HIH-380M	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	350	261%	355	265.1	360	268.8	365	272.6	370	276.3	375	280.0	380	283.8
Open Circuit Voltage (Voc/V)	40.1	37.6	40.3	37.8	40.5	38.0	40.7	38.2	40.9	38.3	41.1	38.5	41.3	38.7
Short Circuit Current (Isc/A)	11.15	9.02	11.25	9.10	11.35	9.17	11.43	9.25	11.52	9.32	11.60	9.38	11.69	9.45
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	33.6	313	33.8	315	34.0	317	342	31.8	34%	32.0	316	32.2	34.8	32%
Current at Maximum Power (Imp/A)	10.42	8.35	10.51	8.43	10.59	8.49	10.68	8.56	10.76	8.63	10.84	8.69	10.92	8.76
Module Efficiency(%)	19.2		19.5		19.8		20.0		20.3		20.6		20.9	

STC (Standard Testing Conditions): Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25 C, Spectra at AM1.5
 NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 20 C, Spectra at AM1.5, Wind at 1m/s

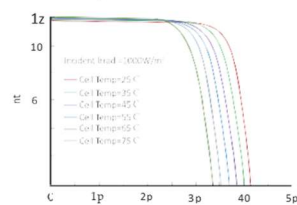
Temperature Ratings (STC)

Mechanical Loading

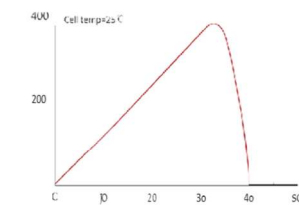
Temperature Coefficient of Isc	+0.048% / C	Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Temperature Coefficient of Voc	-0.270% / C	Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Temperature Coefficient of Pmax	-0.350% / C	Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

I-V Curve

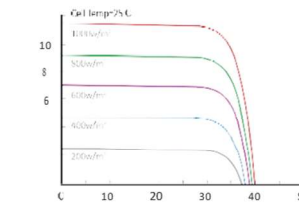
Current-Voltage Curve (LR4-60HIH-365M)



Power-Voltage Curve (LR4-60HIH-365M)




Current-Voltage Curve (LR4-60HIH-365M)



Room 801, Tower 3, Lujiazui Financial Plaza, No.826 Century Avenue, Pudong Shanghai, 200120, China
 Tel: +86-21 80162606 | module: @longi-silicon.com | Facebook: www.facebook.com/LONGI Solar

Note: Due to continuous technical innovation, R&D and improvement, technical data above mentioned may be of modification accordingly. LONGi have the sole right to make such modification anytime without further notice; Demanding party shall request for the latest datasheet for such as contract need, and make it a consisting and binding part of lawful documentation duly signed by both parties.



*Both 6BB & 9BB are available

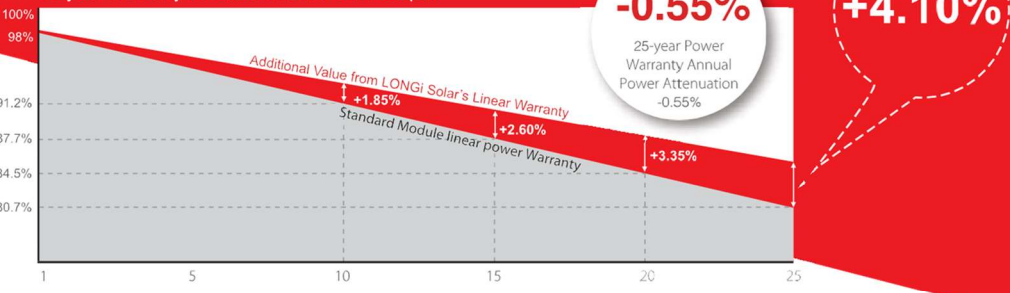
LR4-72HIH 425~455M

**High Efficiency
Low LID Mono PERC with
Half-cut Technology**

Hi-MO 4m

NEW

12-year Warranty for Materials and Processing;
25-year Warranty for Extra Linear Power Output



Complete System and Product Certifications
IEC 61215, IEC 61730, UL 61730
ISO 9001:2008: ISO Quality Management System

ISO 14001: 2004: ISO Environment Management System
TS62341: Guideline for module design qualification and type approval
OHSAS 18001: 2007 Occupational Health and Safety



* Specifications subject to technical changes and tests
LONGi Solar reserves the right of interpretation.

Positive power tolerance (0 ~ +5W) guaranteed
High module conversion efficiency (up to 20.9%)

Slower power degradation enabled by Low LID Mono PERC technology: first year <2%, 0.55% year 2-25

Solid PID resistance ensured by solar cell process optimization and careful module BOM selection

Reduced resistive loss with lower operating current
Higher energy yield with lower operating temperature

Reduced hot spot risk with optimized electrical design and lower operating current

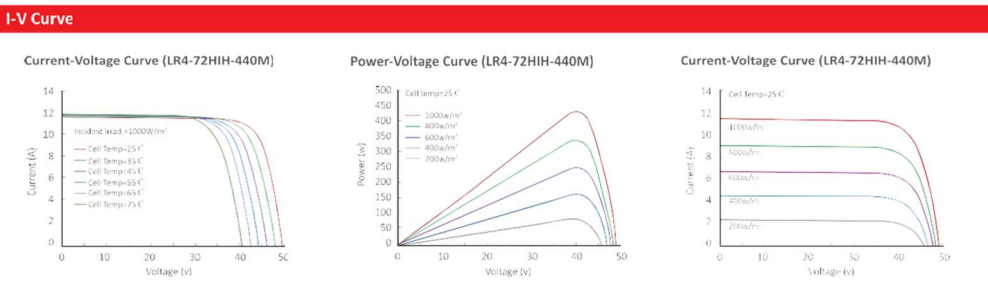
LR4-72HIH 425~455M

Design (mm)	Mechanical Parameters	Operating Parameters
	<p>Cell Orientation: 144 (6x24)</p> <p>Junction Box: IP68, three diodes</p> <p>Output Cable: 4mm², 3000mm in length, length can be customized</p> <p>Glass: Single glass 3.2mm coated tempered glass</p> <p>Frame: Anodized aluminum alloy frame</p> <p>Weight: 23.5kg</p> <p>Dimension: 2094x1038x35mm</p> <p>Packaging: 30pcs per pallet 150pcs per 20'GP 660pcs per 40'HC</p>	<p>Operational Temperature: -40 C ~ +85 C</p> <p>Power Output Tolerance: 0 ~ +5 W</p> <p>Voc and Isc Tolerance: ±3%</p> <p>Maximum System Voltage: DC1500V (IEC/UL)</p> <p>Maximum Series Fuse Rating: 20A</p> <p>Nominal Operating Cell Temperature: 45±2 C</p> <p>Safety Protection Class: Class I</p> <p>Fire Rating: UL type 1 or 2</p>

Electrical Characteristics	Test uncertainty for Pmax: ±3%													
	LR4-72HIH-425M		LR4-72HIH-430M		LR4-72HIH-435M		LR4-72HIH-440M		LR4-72HIH-445M		LR4-72HIH-450M		LR4-72HIH-455M	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	425	317.4			435	324.9					450	336.1	455	339.8
Open Circuit Voltage (Voc/V)	48.3	45.3	48.5	45.5	48.7	45.7	48.9	45.8			49.3	46.2	49.5	46.4
Short Circuit Current (Isc/A)	11.23	9.08			11.39	9.21					11.60	9.38	11.66	9.43
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	40.5	37.7	40.7	37.9	40.9	38.1	41.1	38.3			41.5	38.6	41.7	38.8
Current at Maximum Power (Imp/A)	10.50	8.42			10.64	8.53					10.85	8.70	10.92	8.75
Module Efficiency(%)	19.6		19.8		20.0		20.2		20.5		20.7		20.9	

STC (Standard Testing Conditions): Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25 C, Spectra at AM1.5
 NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 20 C, Spectra at AM1.5, Wind at 1m/s

Temperature Ratings (STC)	Mechanical Loading		
Temperature Coefficient of Isc	+0.048%/C	Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Temperature Coefficient of Voc	-0.270%/C	Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Temperature Coefficient of Pmax	-0.350%/C	Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s





Inversor central Power Electronics 35kW
FREESUN LVT FS0035

Eficiencia
95.9%

Garantía
Producto garantizado para 5 años.

Características eléctricas

Potencia nominal(kW)	35.0
Potencia pico(kWp)	42.0
Potencia máx. (kVA)	35.0
Tensión máx. (V)	900.0
Intensidad máx. (A)	90.0
Tensión mín. (V)	450
Tensión máx. (V)	820.0
Entradas MPP	1
Monitorización de red	ENS
Protocolo de comunicaciones	RS232 , RS485

Power Electronics, sol energía y deporte

La empresa valenciana de energía, con más de dos décadas de experiencia, ofrece inversores Freesun con un rango de potencias de 20 a 1000kW, un rendimiento europeo de un 96,5% y una buena relación calidad-precio. Power Electronics, patrocinador del nuevo equipo de MotoGP Power Electronics Aspar Team, fabrica convertidores que no necesitan un data logger pues tienen esta función incorporada al igual que una protección opcional contra sobretensiones. Recientemente, estos equipos de potencia han pasado las pruebas para la certificación en Italia y Alemania, los dos países líderes en fotovoltaica.

Características técnicas

Entradas CC	3
Protección IP	IP21
Transformador	Sí
Display	Sí
Ref:	AE10603



Los datos técnicos pueden ser modificados en cualquier momento sin previo aviso. Todos los derechos reservados. No se descartan posibles errores.



Inversor central Power Electronics 40kW
FREESUN LVT FS0040

Eficiencia

96.2%

Garantía

Producto garantizado para 5 años.

Características eléctricas

Potencia nominal(kW)	40.0
Potencia pico(kWp)	48.0
Potencia máx.(kVA)	40.0
Tensión máx.(V)	900.0
Intensidad máx.(A)	103.0
Tensión mín.(V)	450
Tensión máx.(V)	820.0
Entradas MPP	1
Monitorización de red	ENS
Protocolo de comunicaciones	RS232 , RS485

Power Electronics, sol energía y deporte

La empresa valenciana de energía, con más de dos décadas de experiencia, ofrece inversores Freesun con un rango de potencias de 20 a 1000kW, un rendimiento europeo de un 96,5% y una buena relación calidad-precio. Power Electronics, patrocinador del nuevo equipo de MotoGP Power Electronics Aspar Team, fabrica convertidores que no necesitan un data logger pues tienen esta función incorporada al igual que una protección opcional contra sobretensiones. Recientemente, estos equipos de potencia han pasado las pruebas para la certificación en Italia y Alemania, los dos países líderes en fotovoltaica.

Características técnicas

Entradas CC	3
Protección IP	IP21
Transformador	Sí
Display	Sí

Ref: AE10604



Los datos técnicos pueden ser modificados en cualquier momento sin previo aviso. Todos los derechos reservados. No se descartan posibles errores.

ANEXO II: SIMULACIONES PVSYS



Versión 7.2.10

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: TESA 1

Variante: Nueva variante de simulación

Cobertizos en un edificio

Potencia del sistema: 71.0 kWp

Campredó - España

PVsyst PRUEBA

PVsyst PRUEBA

PVsyst PRUEBA

Autor(a)



Proyecto: TESA 1

Variante: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.2.10

VCO, Fecha de simulación:
19/01/22 09:11
con v7.2.10

Resumen del proyecto

Sitio geográfico Campredó España	Situación Latitud 40.77 °N Longitud 0.54 °E Altitud 10 m Zona horaria UTC+1	Configuración del proyecto Albedo 0.20
Datos meteo Campredó Meteonom 8.0 (1997-2017) - Sintético		

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red Orientación campo FV Plano fijo Inclinación/Azimut 30 / 0 °	Cobertizos en un edificio Sombreados cercanos Sombreados lineales	Necesidades del usuario Carga ilimitada (red)
Información del sistema Conjunto FV Núm. de módulos 192 unidades Pnom total 71.0 kWp		Inversores Núm. de unidades 2 unidades Pnom total 70.0 kWca Proporción Pnom 1.015

Resumen de resultados

Energía producida	105.8 MWh/año	Producción específica	1490 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR	79.66 %
-------------------	---------------	-----------------------	------------------	---------------------	---------

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del conjunto FV, Pérdidas del sistema.	3
Definición del sombreado cercano - Diagrama de iso-sombreados	4
Resultados principales	5
Diagrama de pérdida	6
Gráficos especiales	7
Gráficos predefinidos	8
Evaluación P50 - P90	13
Balace de emisiones de CO ₂	14



PVsyst V7.2.10

VCO, Fecha de simulación:
19/01/22 09:11
con v7.2.10

Proyecto: TESA 1

Variante: Nueva variante de simulación

Parámetros generales		
Sistema conectado a la red	Cobertizos en un edificio	
Orientación campo FV	Configuración de cobertizos	Modelos usados
Orientación	Núm. de cobertizos 7 unidades	Transposición Perez
Plano fijo	Tamaños	Diffuso Perez, Meleonom
Inclinación/Azmut 30 / 0 °	Espaciamiento cobertizos 4.80 m	Circunsolar separado
	Ancho de colector 3.15 m	
	Proporc. cob. suelo (GCR) 65.7 %	
Horizonte	Sombreados cercanos	Necesidades del usuario
Horizonte libre	Sombreados lineales	Carga ilimitada (red)

Características del conjunto FV			
Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Generic	Fabricante	Generic
Modelo	LR4-60 HIH 370 M G2	Modelo	FreeSun FS0035 LVT
(Definición de parámetros personalizados)		(Base de datos PVsyst original)	
Unidad Nom. Potencia	370 Wp	Unidad Nom. Potencia	35.0 kWca
Número de módulos FV	192 unidades	Número de inversores	2 unidades
Nominal (STC)	71.0 kWp	Potencia total	70.0 kWca
Módulos	12 Cadenas x 16 En series	Voltaje de funcionamiento	450-820 V
En cond. de funcionam. (50°C)		Proporción Pnom (CC:CA)	1.01
Pmpp	64.9 kWp		
U mpp	493 V		
I mpp	132 A		
Potencia FV total		Potencia total del inversor	
Nominal (STC)	71 kWp	Potencia total	70 kWca
Total	192 módulos	Número de inversores	2 unidades
Área del módulo	350 m²	Proporción Pnom	1.01
Área celular	317 m²		

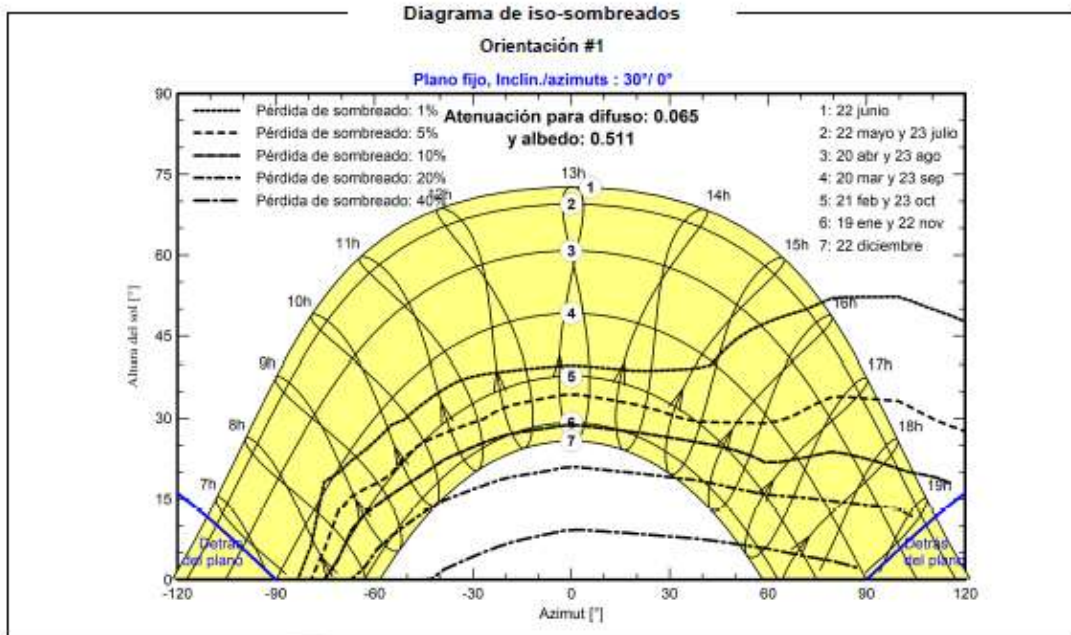
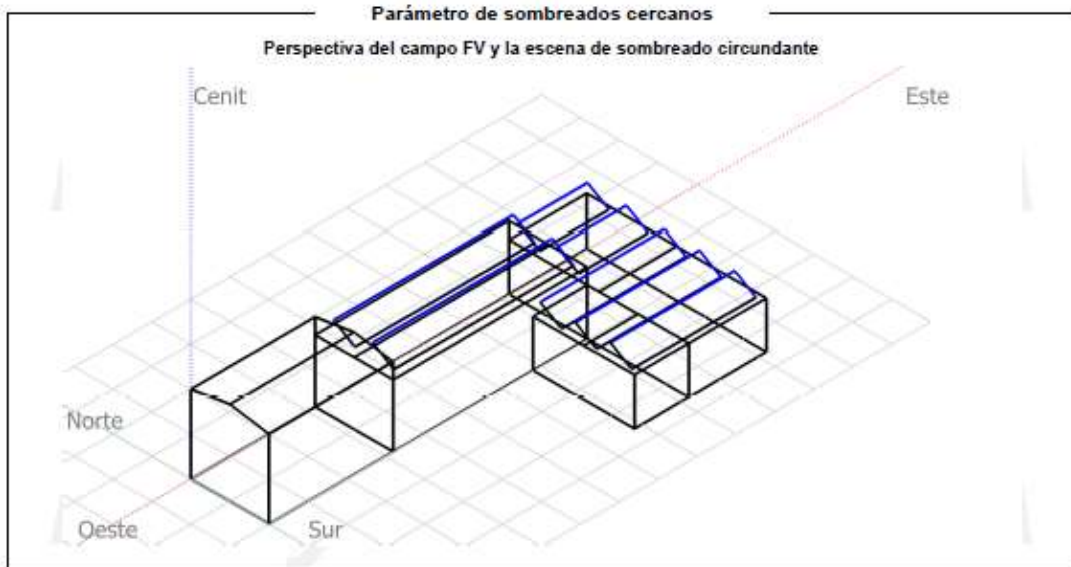
Pérdidas del conjunto								
Factor de pérdida térmica		Pérdidas de cableado CC		Pérdida de calidad módulo				
Temperatura módulo según irradiancia		Res. conjunto global	62 mΩ	Frac. de pérdida	-0.4 %			
Uc (const)	20.0 W/m²K	Frac. de pérdida	1.5 % en STC					
Uv (viento)	0.0 W/m²K/m/s							
Pérdidas de desajuste de módulo		Pérdidas de desajuste de cadenas						
Frac. de pérdida	2.0 % en MPP	Frac. de pérdida	0.1 %					
Factor de pérdida IAM								
Efecto de Incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario								
0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000



PVsyst V7.2.10
VCO, Fecha de simulación:
19/01/22 09:11
con v7.2.10

Proyecto: TESA 1

Variante: Nueva variante de simulación





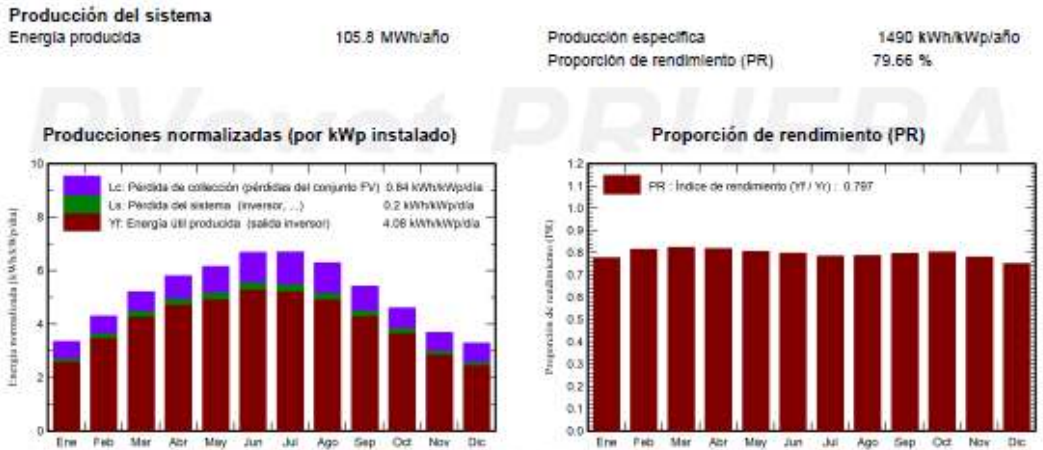
PVsyst V7.2.10

VCO, Fecha de simulación:
19/01/22 09:11
con v7.2.10

Proyecto: TESA 1

Variante: Nueva variante de simulación

Resultados principales



Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR proporción
Enero	63.4	27.55	10.32	103.9	89.5	6.02	5.73	0.776
Febrero	82.4	33.59	11.26	120.1	110.2	7.30	6.96	0.815
Marzo	129.6	49.77	14.28	161.5	153.7	9.93	9.45	0.824
Abril	157.8	67.44	16.65	173.9	165.4	10.62	10.11	0.819
Mayo	192.4	81.81	20.54	190.6	181.3	11.46	10.90	0.805
Junio	208.4	88.58	25.06	200.3	191.2	11.90	11.34	0.797
Julio	213.1	83.24	27.73	207.7	198.3	12.15	11.58	0.785
Agosto	183.8	78.41	27.56	194.8	185.9	11.43	10.89	0.787
Septiembre	137.1	56.03	23.52	162.6	154.5	9.66	9.20	0.797
Octubre	103.7	43.77	19.92	142.4	133.1	8.52	8.12	0.802
Noviembre	70.6	32.16	13.91	110.6	96.9	6.44	6.13	0.780
Diciembre	57.7	22.51	10.59	102.0	84.8	5.71	5.44	0.751
Año	1599.8	664.87	18.49	1870.1	1744.7	111.15	105.84	0.797

Legendas

- GlobHor: Irradiación horizontal global
- DiffHor: Irradiación difusa horizontal
- T_Amb: Temperatura ambiente
- GlobInc: Global Incidente plano receptor
- GlobEff: Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
- EArray: Energía efectiva a la salida del conjunto
- E_Grid: Energía inyectada en la red
- PR: Proporción de rendimiento



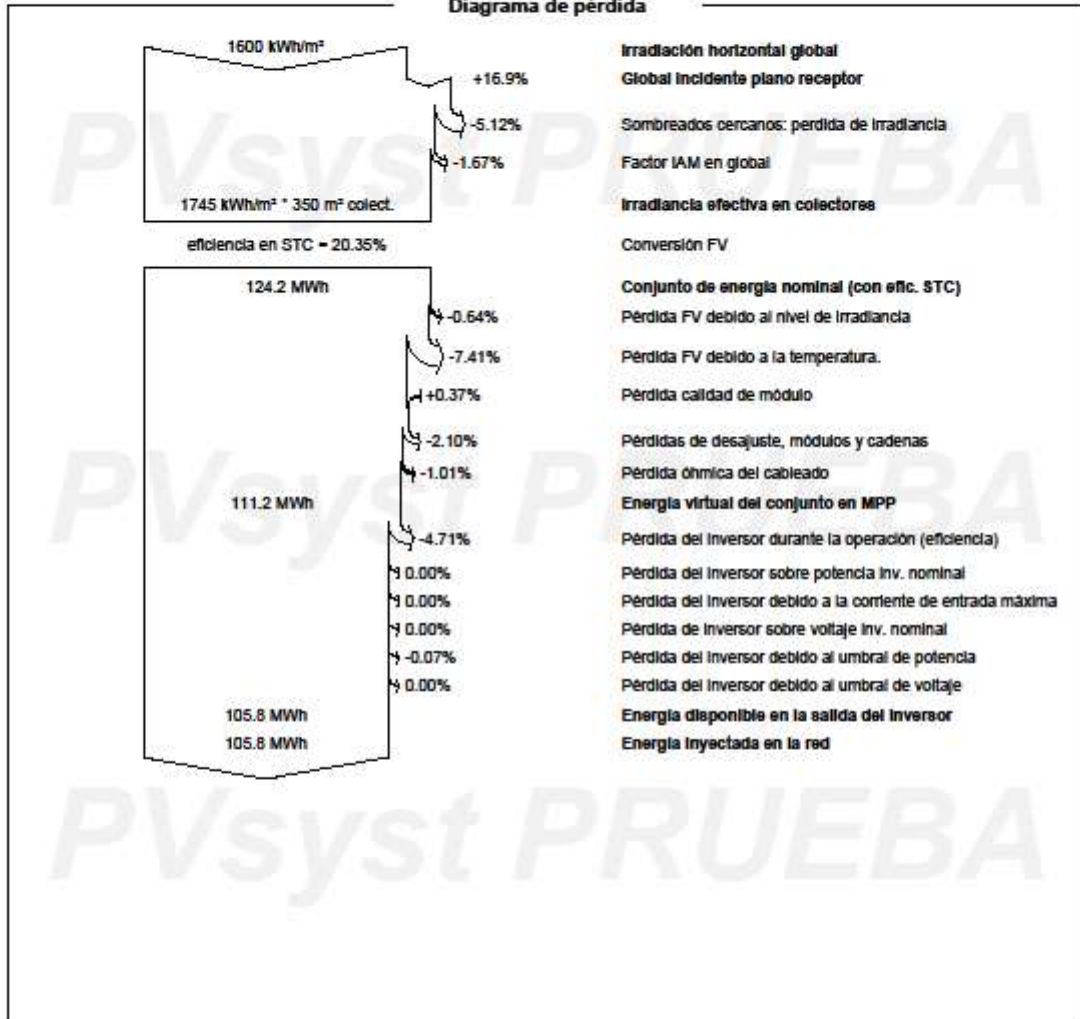
PVsyst V7.2.10

VCO, Fecha de simulación:
19/01/22 09:11
con v7.2.10

Proyecto: TESA 1

Variante: Nueva variante de simulación

Diagrama de pérdida





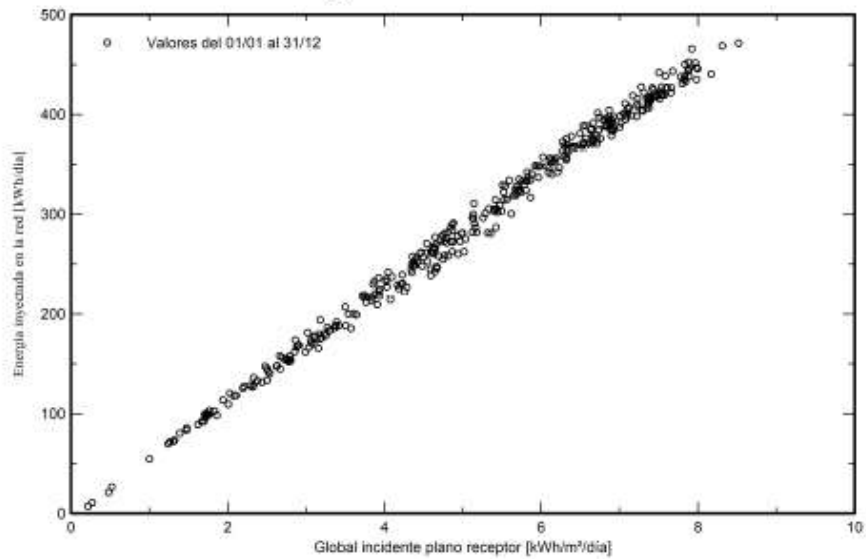
PVsyst V7.2.10
VCO, Fecha de simulación:
19/01/22 09:11
con v7.2.10

Proyecto: TESA 1

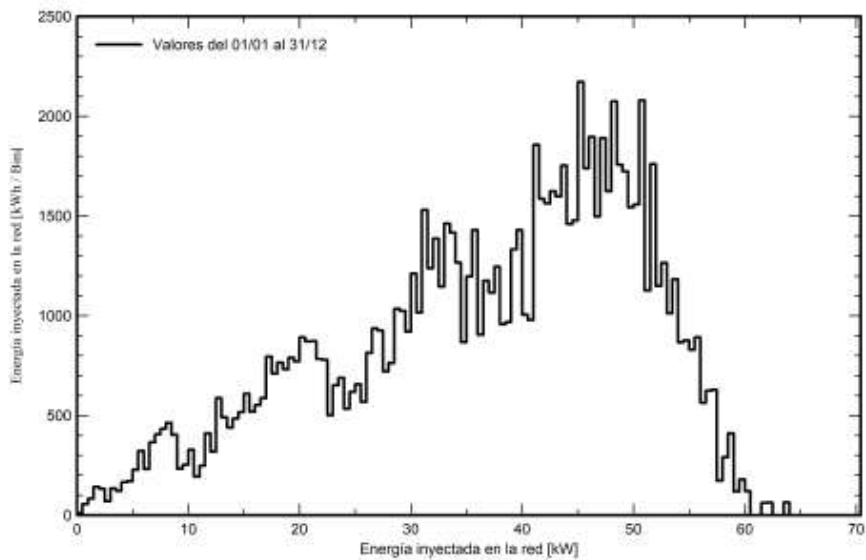
Variante: Nueva variante de simulación

Gráficos especiales

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema





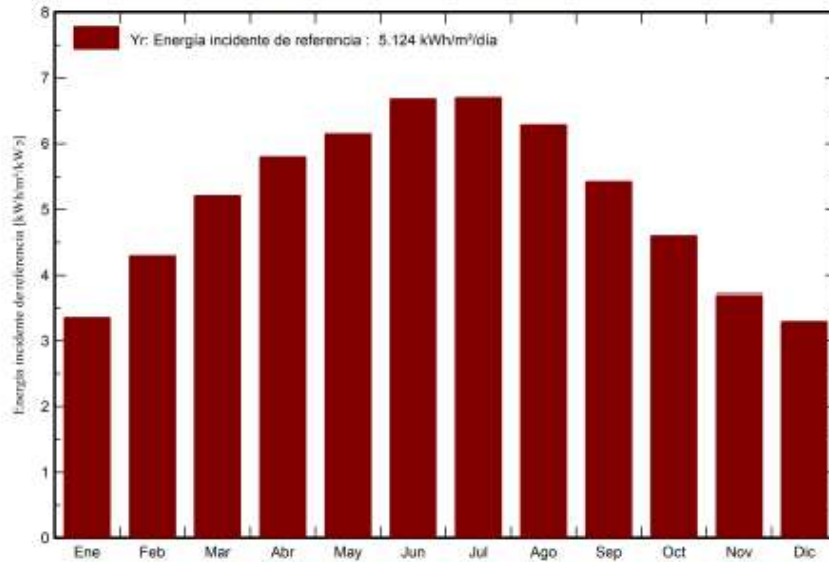
PVsyst V7.2.10
 VCO, Fecha de simulación:
 19/01/22 09:11
 con v7.2.10

Proyecto: TESA 1

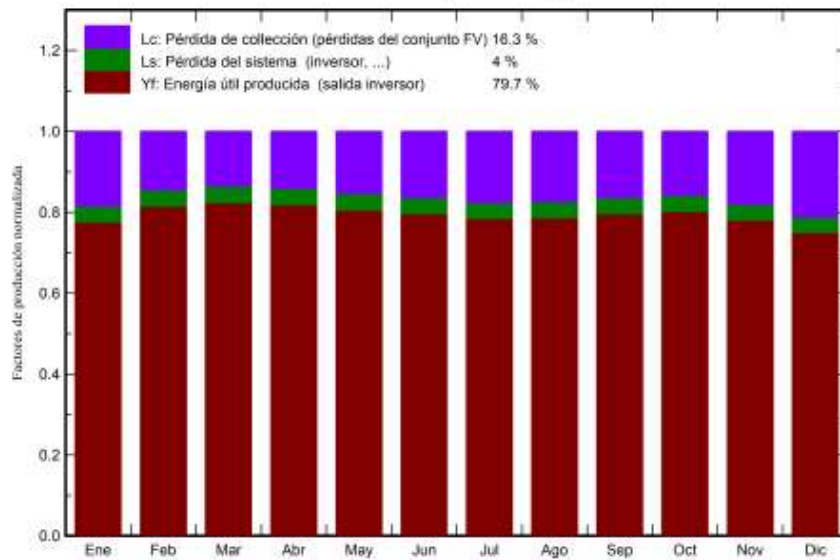
Variante: Nueva variante de simulación

Gráficos predefinidos

Energía incidente de referencia en el plano colector



Producción normalizada y factores de pérdida





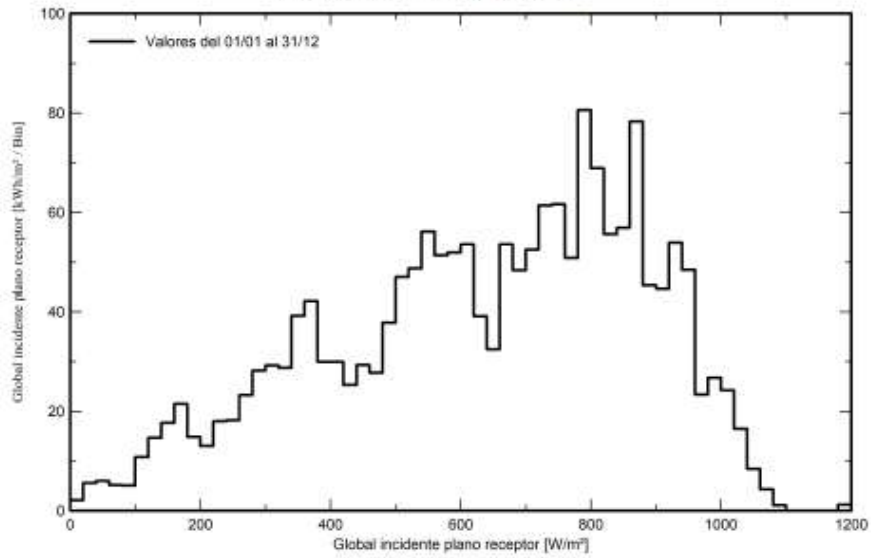
PVsyst V7.2.10
VCO, Fecha de simulación:
19/01/22 09:11
con v7.2.10

Proyecto: TESA 1

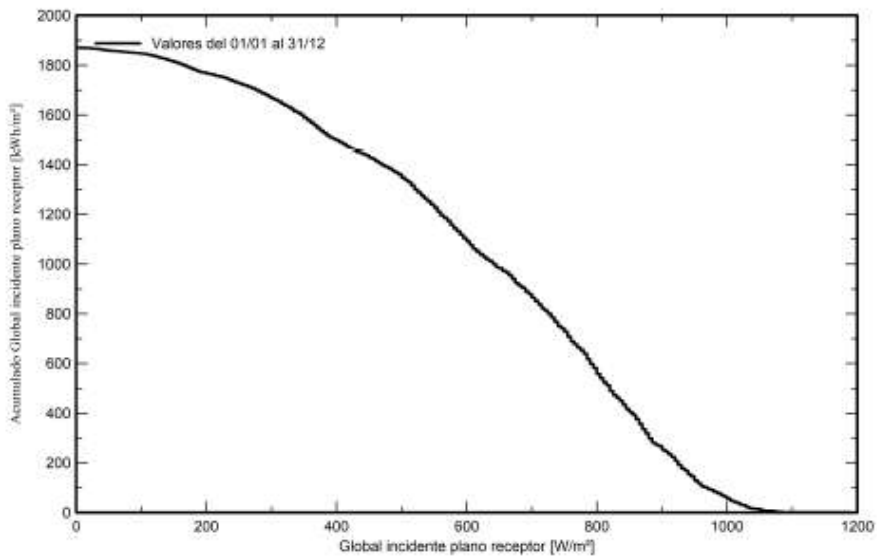
Variante: Nueva variante de simulación

Gráficos predefinidos

Distribución de irradiación incidente



Cola de distribución de irradiación incidente





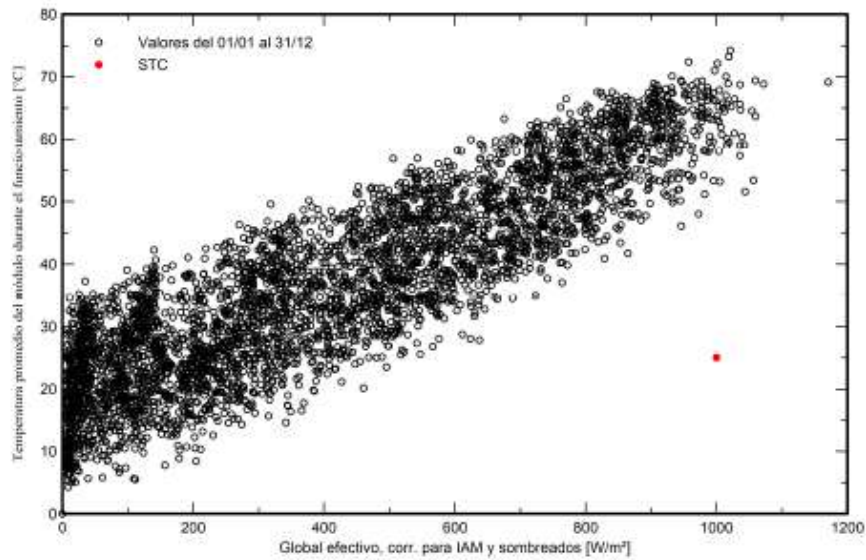
PVsyst V7.2.10
VCO, Fecha de simulación:
19/01/22 09:11
con v7.2.10

Proyecto: TESA 1

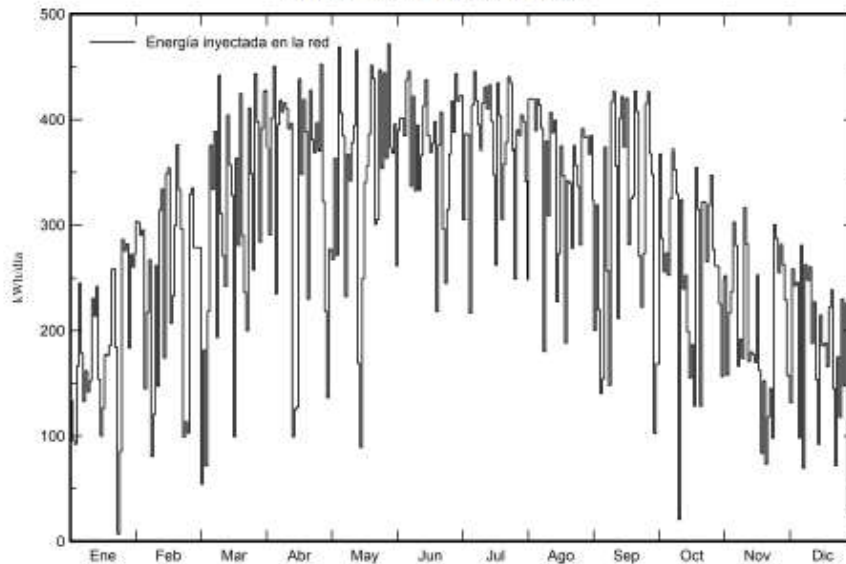
Variante: Nueva variante de simulación

Gráficos predefinidos

Temperatura del conjunto vs irradiancia efectiva



Energía diaria a la salida del sistema





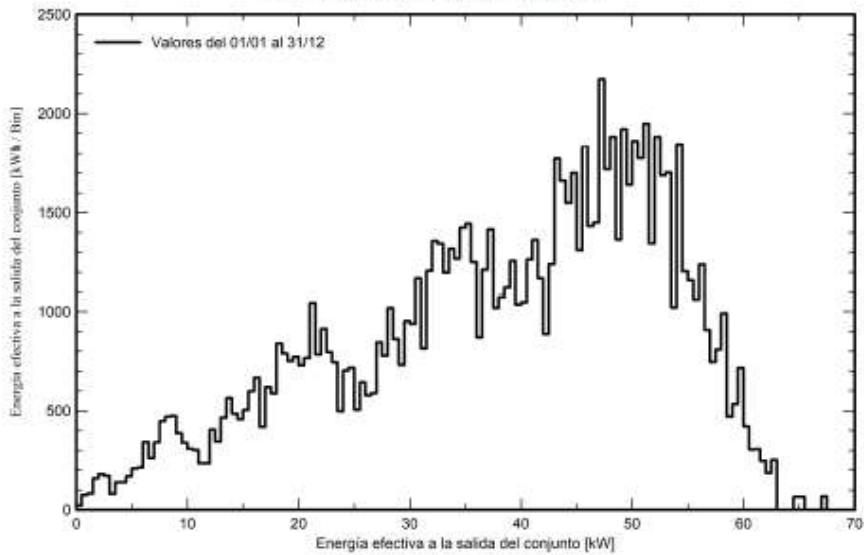
PVsyst V7.2.10
VCO, Fecha de simulación:
19/01/22 09:11
con v7.2.10

Proyecto: TESA 1

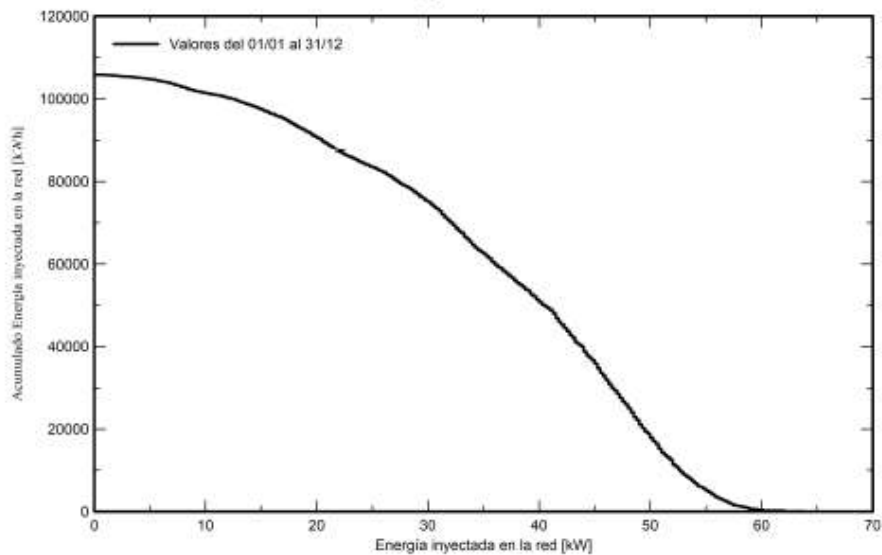
Variante: Nueva variante de simulación

Gráficos predefinidos

Distribución de la potencia del conjunto



Distribución de cola de potencia de salida del sistema





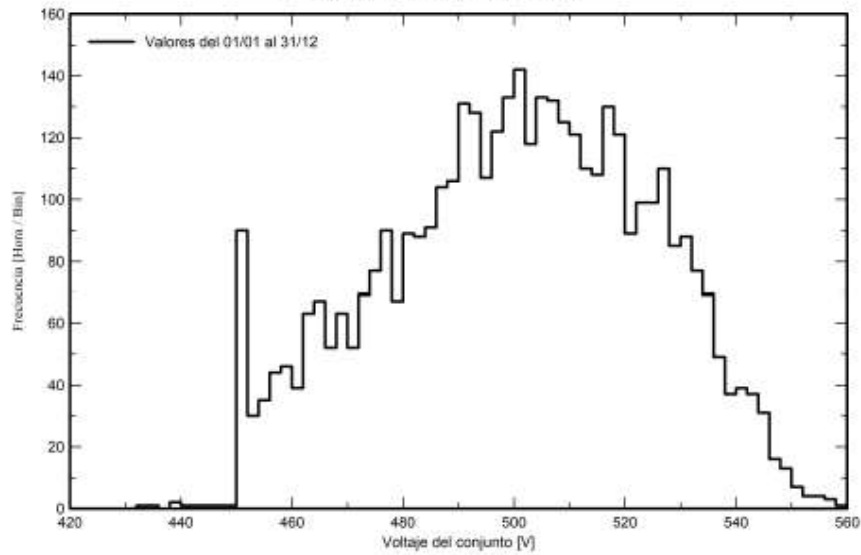
PVsyst V7.2.10
VCO, Fecha de simulación:
19/01/22 09:11
con v7.2.10

Proyecto: TESA 1

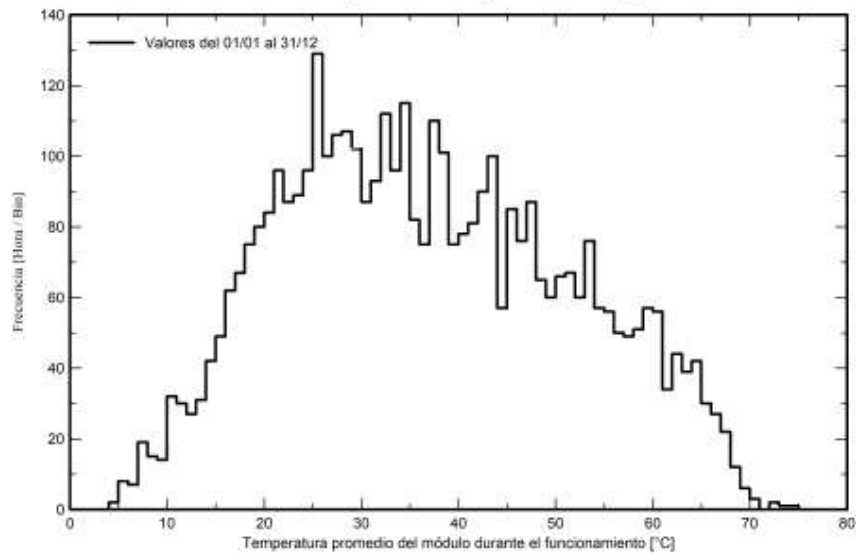
Variante: Nueva variante de simulación

Gráficos predefinidos

Distribución del voltaje del conjunto



Distribución de la temperatura del conjunto durante la ejecución





PVsyst V7.2.10

VC0. Fecha de simulación:

19/01/22 09:11

con v7.2.10

Proyecto: TESA 1

Variante: Nueva variante de simulación

Evaluación P50 - P90

Datos meteo

Fuente	Meteonorm 8.0 (1997-2017)
Tipo	Promedios mensuales
Sintético - Promedio multianual	
Variabilidad año a año (Varianza)	2.4 %
Desviación especificada	
Cambio climático	0.0 %
Variabilidad global (meteo y sistema)	
Variabilidad (Suma cuadrática)	3.0 %

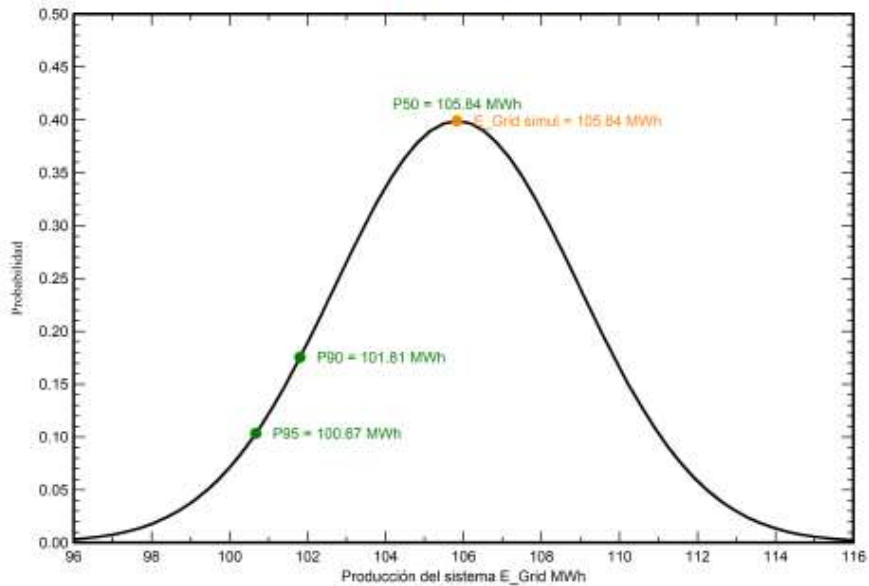
Incertidumbres sobre la simulación y los parámetros

Modelado/parámetros del módulo FV	1.0 %
Incertidumbre eficiencia Inversor	0.5 %
Incertidumbres de suciedad y desajuste	1.0 %
Incertidumbre de degradación	1.0 %

Probabilidad de producción anual

Variabilidad	3.14 MWh
P50	105.84 MWh
P90	101.81 MWh
P95	100.67 MWh

Distribución de probabilidad



PVsyst PRUEBA



PVsyst V7.2.10
 VCO, Fecha de simulación:
 19/01/22 09:11
 con v7.2.10

Proyecto: TESA 1

Variante: Nueva variante de simulación

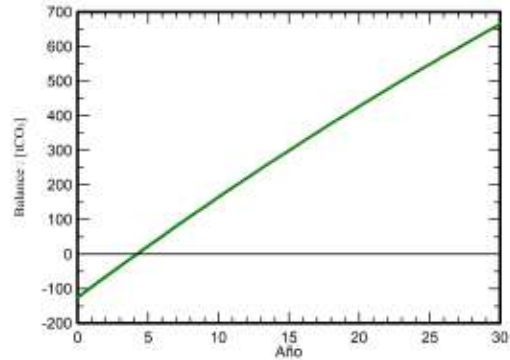
Balance de emisiones de CO₂

Total: 664.9 tCO₂

Emisiones generadas
 Total: 125.73 tCO₂
 Fuente: Cálculo detallado de la siguiente tabla:

Emisiones reemplazadas
 Total: 911.2 tCO₂
 Sistema de producción: 105.84 MWh/año
 Emisiones del ciclo de vida de la red: 287 gCO₂/kWh
 Fuente: Lista IEA
 País: Spain
 Toda la vida: 30 años
 Degradación anual: 1.0 %

Emisión de CO₂ ahorrada vs tiempo



Detalles de emisiones del ciclo de vida del sistema

Artículo	LCE	Cantidad	Subtotal
			[kgCO ₂]
Módulos	1713 kgCO ₂ /kWp	71.0 kWp	121672
Soportes	1.91 kgCO ₂ /kg	1920 kg	3675
Inversores	190 kgCO ₂ /	2.00	379



Versión 7.2.10

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: TESA2

Variante: Nueva variante de simulación

Sistema de construcción

Potencia del sistema: 46.8 kWp

Campredó - España

PVsyst PRUEBA

PVsyst PRUEBA

PVsyst PRUEBA

| Autor(a)



PVsyst V7.2.10

VCO, Fecha de simulación:
19/01/22 09:13
con v7.2.10

Proyecto: TESA2

Variante: Nueva variante de simulación

Resumen del proyecto

Sitio geográfico Campredó España Datos meteo Campredó Meteonom 8.0 (1997-2017) - Sintético	Situación Latitud 40.77 °N Longitud 0.54 °E Altitud 10 m Zona horaria UTC+1	Configuración del proyecto Albedo 0.20
---	--	--

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red Orientación campo FV Plano fijo Inclinación/Azimut 10 / 0 °	Sistema de construcción Sombreados cercanos Según las cadenas Efecto eléctrico 100 %	Necesidades del usuario Carga ilimitada (red)
Información del sistema Conjunto FV Núm. de módulos Pnom total	104 unidades 46.8 kWp	Inversores Núm. de unidades 1 unidad Pnom total 40.0 kWca Proporción Pnom 1.170

Resumen de resultados

Energía producida	68.01 MWh/año	Producción específica	1453 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR	83.95 %
-------------------	---------------	-----------------------	------------------	---------------------	---------

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del conjunto FV, Pérdidas del sistema.	3
Definición del sombreado cercano - Diagrama de iso-sombreados	4
Resultados principales	5
Diagrama de pérdida	6
Gráficos especiales	7
Gráficos predefinidos	8
Balace de emisiones de CO ₂	13



Proyecto: TESA2

Variante: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.2.10

VCO, Fecha de simulación:
19/01/22 09:13
con v7.2.10

Parámetros generales

Sistema conectado a la red		Sistema de construcción	
Orientación campo FV		Configuración de cobertizos	
Orientación			Modelos usados
Plano fijo			Transposición Perez
Inclinación/Azmut	10 / 0 °		Diffuso Perez, Meleonom separado
			Circunsolar
Horizonte		Sombreados cercanos	Necesidades del usuario
Horizonte libre		Según las cadenas	Carga ilimitada (red)
		Efecto eléctrico	100 %

Características del conjunto FV

Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Generic	Fabricante	Generic
Modelo	LR4-72 HIH 450 M G2	Modelo	FreeSun FS0040 LVT
(Definición de parámetros personalizados)		(Base de datos PVsyst original)	
Unidad Nom. Potencia	450 Wp	Unidad Nom. Potencia	40.0 kWca
Número de módulos FV	104 unidades	Número de inversores	1 unidad
Nominal (STC)	46.8 kWp	Potencia total	40.0 kWca
Módulos	8 Cadenas x 13 En series	Voltaje de funcionamiento	450-820 V
En cond. de funcionam. (50°C)		Proporción Pnom (CC:CA)	1.17
Pmpp	42.8 kWp		
U mpp	484 V	Potencia total del inversor	
I mpp	88 A	Potencia total	40 kWca
Potencia FV total		Número de inversores	1 unidad
Nominal (STC)	47 kWp	Proporción Pnom	1.17
Total	104 módulos		
Area del módulo	226 m²		
Area celular	206 m²		

Pérdidas del conjunto

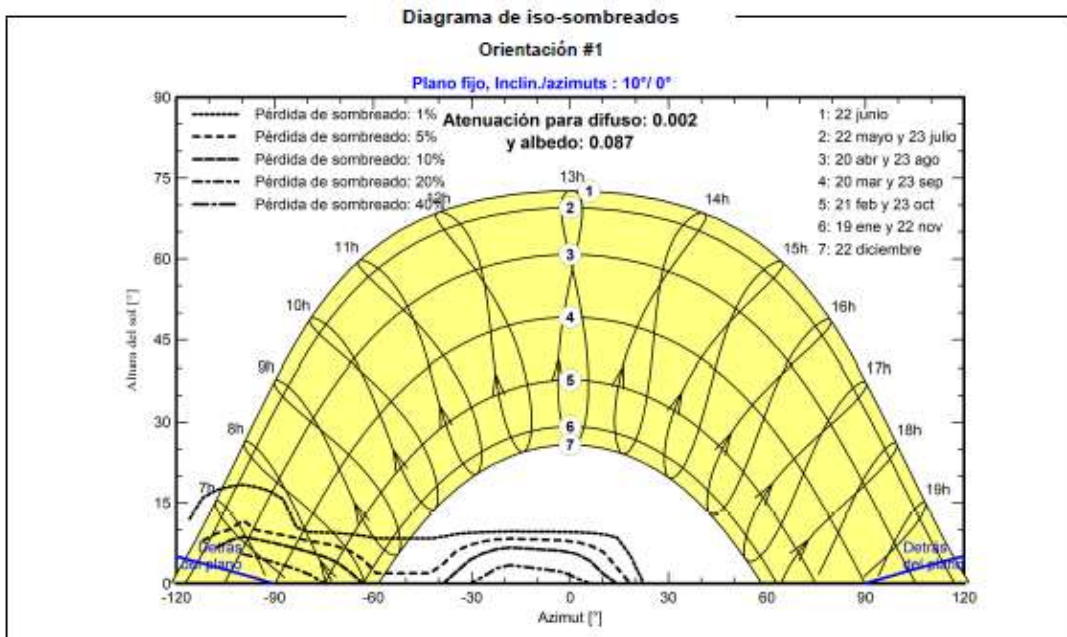
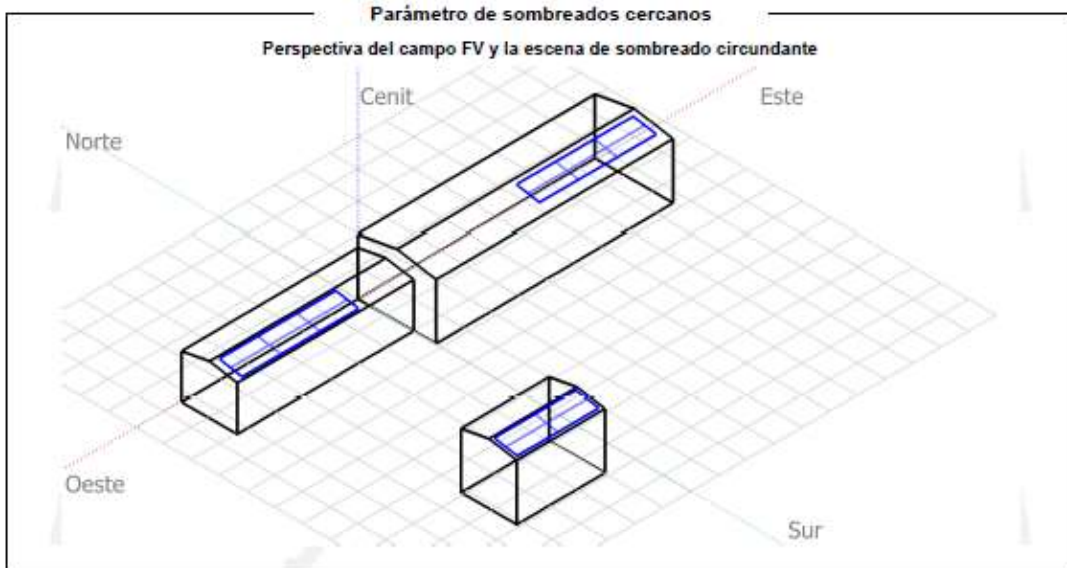
Factor de pérdida térmica		Pérdidas de cableado CC		Pérdida de calidad módulo				
Temperatura módulo según Irradiancia		Res. conjunto global	90 mΩ	Frac. de pérdida	-0.4 %			
Uc (const)	20.0 W/m²K	Frac. de pérdida	1.5 % en STC					
Uv (viento)	0.0 W/m²K/m/s							
Pérdidas de desajuste de módulo		Pérdidas de desajuste de cadenas						
Frac. de pérdida	2.0 % en MPP	Frac. de pérdida	0.1 %					
Factor de pérdida IAM								
Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario								
0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000



PVsyst V7.2.10
VCO, Fecha de simulación:
19/01/22 09:13
con v7.2.10

Proyecto: TESA2

Variante: Nueva variante de simulación





Proyecto: TESA2

Variante: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.2.10

VCO, Fecha de simulación:
19/01/22 09:13
con v7.2.10

Resultados principales

Producción del sistema

Energía producida

68.01 MWh/año

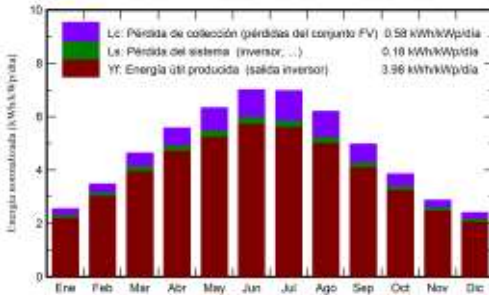
Producción específica

1453 kWh/kWp/año

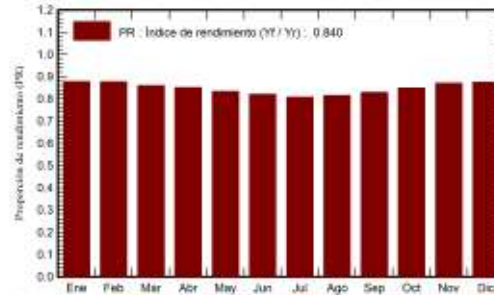
Proporción de rendimiento (PR)

83.95 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR proporción
Enero	63.4	27.55	10.32	78.8	75.8	3.390	3.239	0.878
Febrero	82.4	33.59	11.26	97.4	94.5	4.178	3.997	0.877
Marzo	129.6	49.77	14.28	143.8	140.4	6.047	5.785	0.860
Abril	157.8	67.44	16.65	167.1	163.4	6.956	6.658	0.851
Mayo	192.4	81.81	20.54	196.2	191.7	7.995	7.652	0.834
Junio	208.4	86.58	25.06	210.4	206.0	8.439	8.085	0.821
Julio	213.1	83.24	27.73	216.1	211.4	8.536	8.176	0.808
Agosto	183.8	78.41	27.56	192.0	188.0	7.649	7.322	0.815
Septiembre	137.1	56.03	23.52	149.2	145.4	6.053	5.794	0.830
Octubre	103.7	43.77	19.92	119.6	116.3	4.967	4.752	0.849
Noviembre	70.6	32.16	13.91	86.1	83.0	3.666	3.506	0.871
Diciembre	57.7	22.51	10.59	74.3	71.1	3.183	3.042	0.874
Año	1599.8	664.87	18.49	1730.9	1686.9	71.060	68.008	0.840

Leyendas

- GlobHor: Irradiación horizontal global
- DiffHor: Irradiación difusa horizontal
- T_Amb: Temperatura ambiente
- GlobInc: Global Incidente plano receptor
- GlobEff: Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
- EArray: Energía efectiva a la salida del conjunto
- E_Grid: Energía inyectada en la red
- PR: Proporción de rendimiento



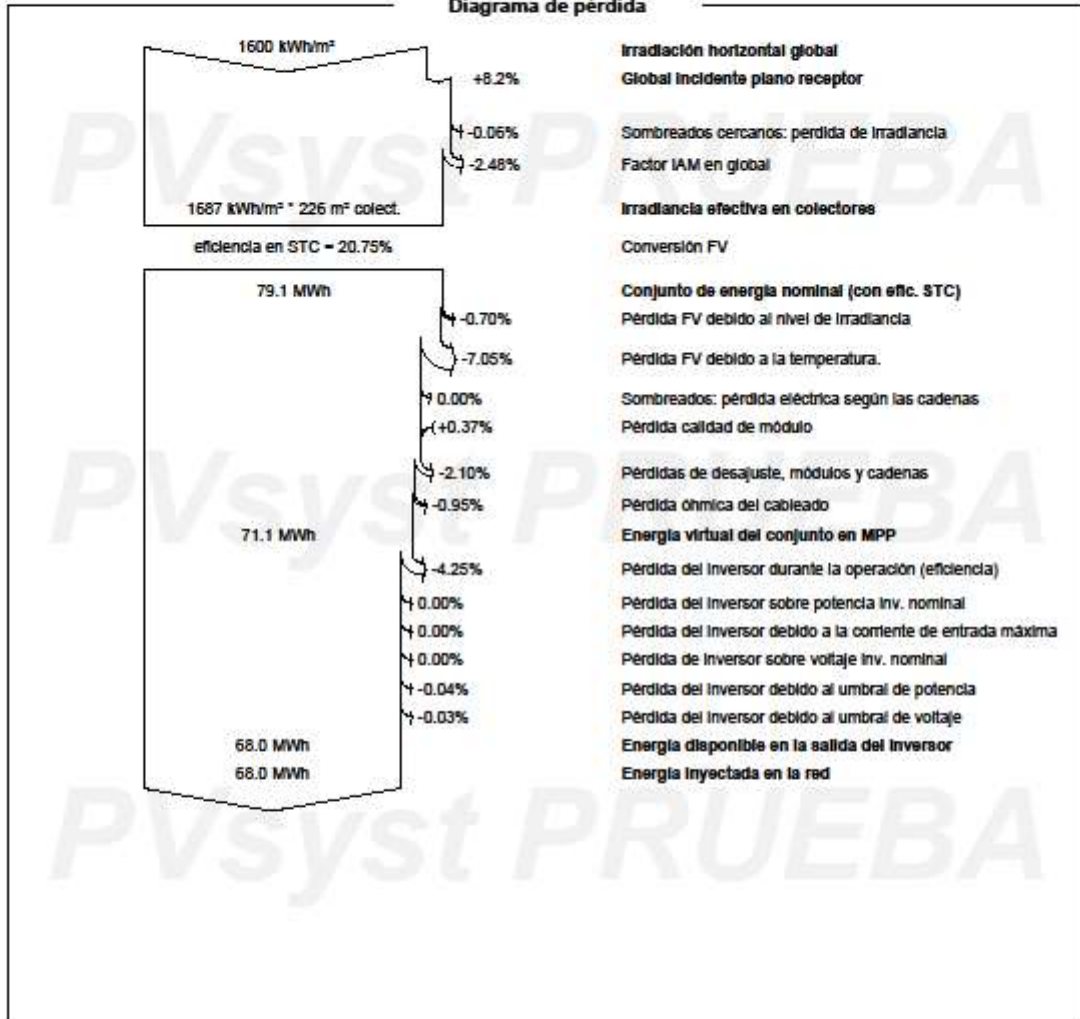
Proyecto: TESA2

Variante: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.2.10

VCO, Fecha de simulación:
19/01/22 09:13
con v7.2.10

Diagrama de pérdida





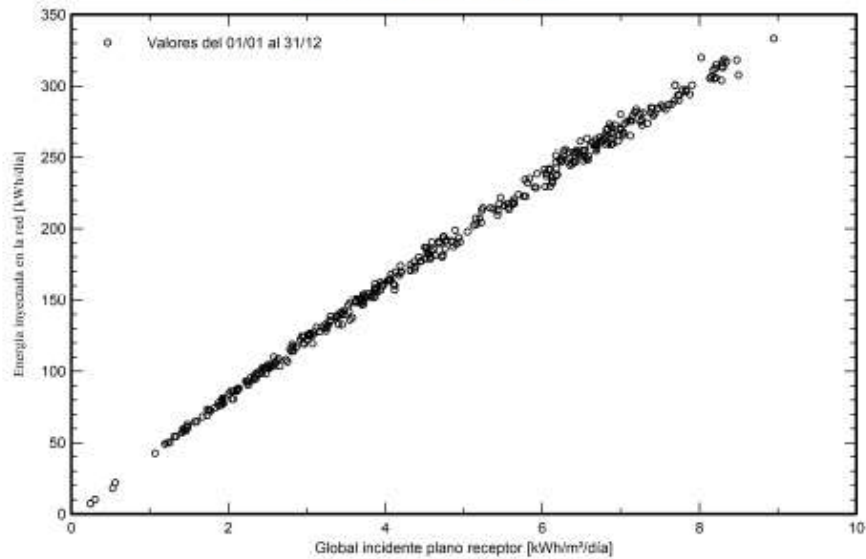
PVsyst V7.2.10
VCO, Fecha de simulación:
19/01/22 09:13
con v7.2.10

Proyecto: TESA2

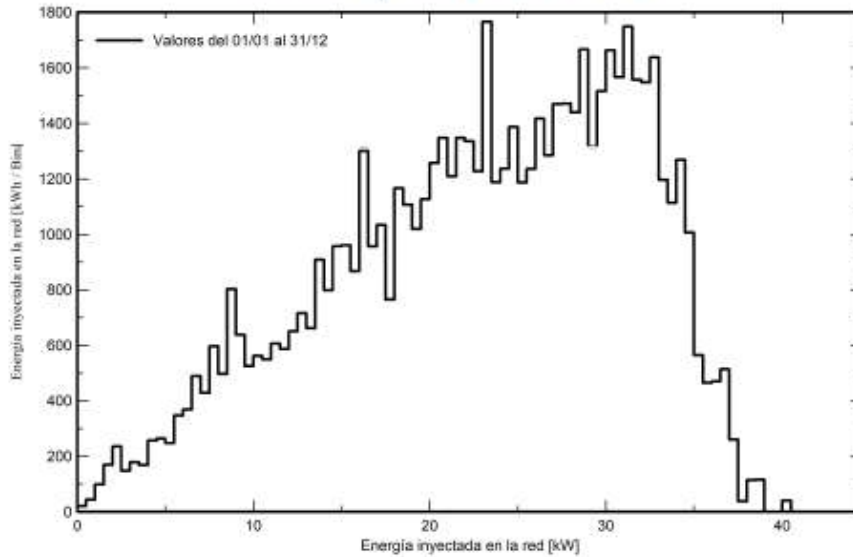
Variante: Nueva variante de simulación

Gráficos especiales

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema



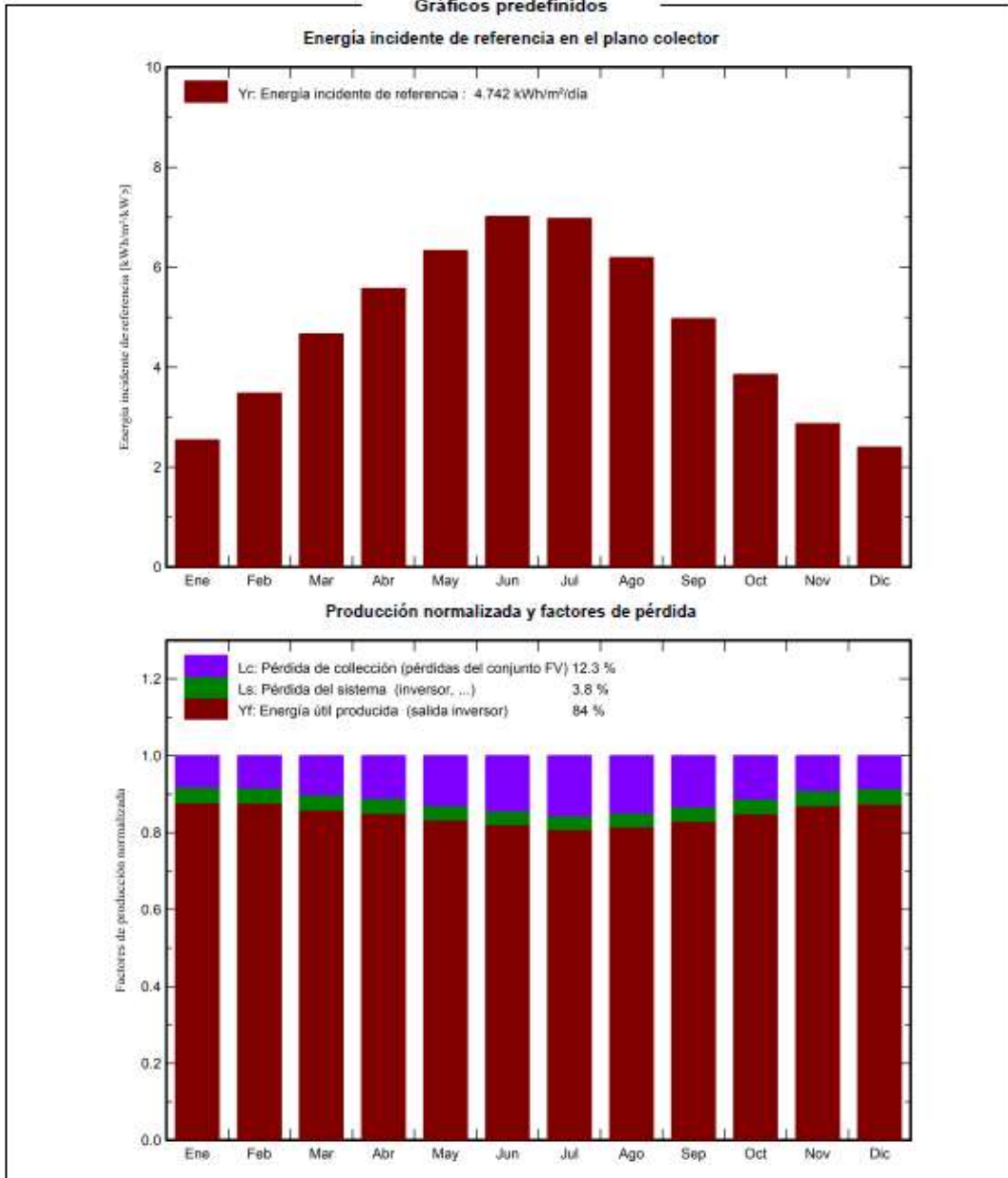


PVsyst V7.2.10
 VCO, Fecha de simulación:
 19/01/22 09:13
 con v7.2.10

Proyecto: TESA2

Variante: Nueva variante de simulación

Gráficos predefinidos





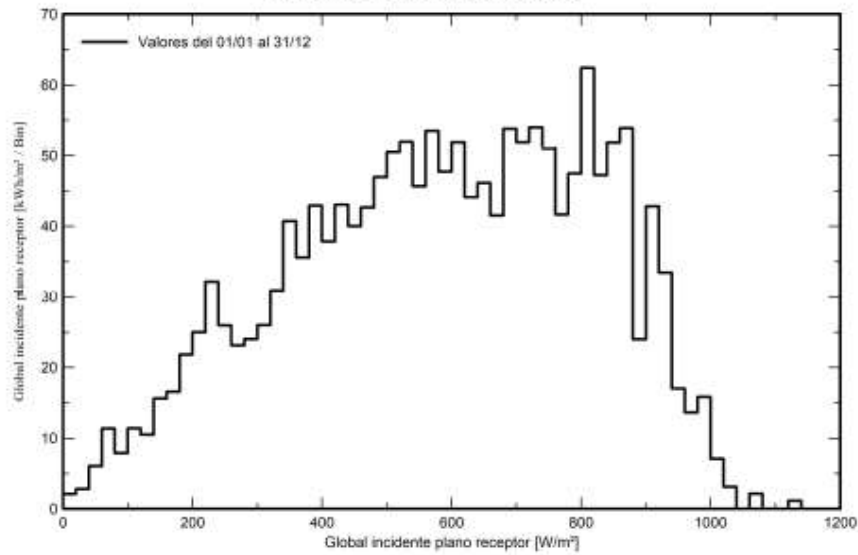
PVsyst V7.2.10
VC0, Fecha de simulación:
19/01/22 09:13
con v7.2.10

Proyecto: TESA2

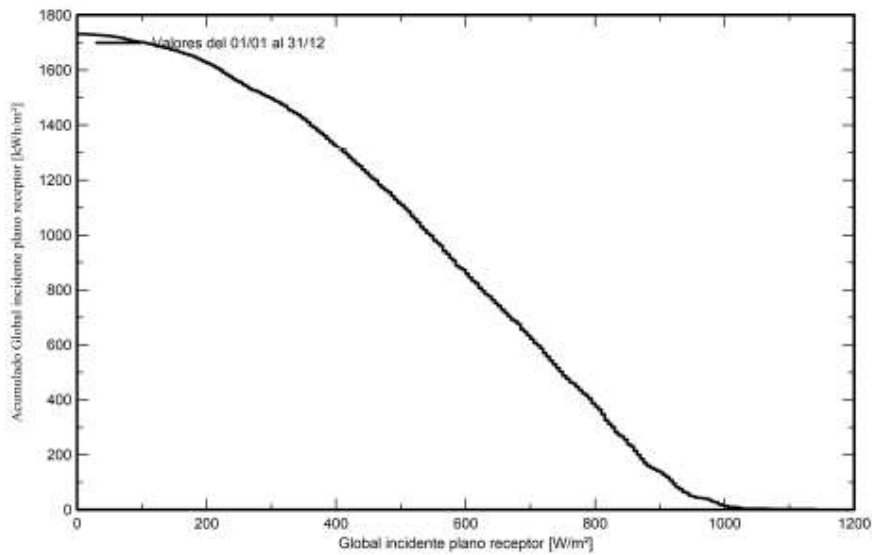
Variante: Nueva variante de simulación

Gráficos predefinidos

Distribución de irradiación incidente



Cola de distribución de irradiación incidente





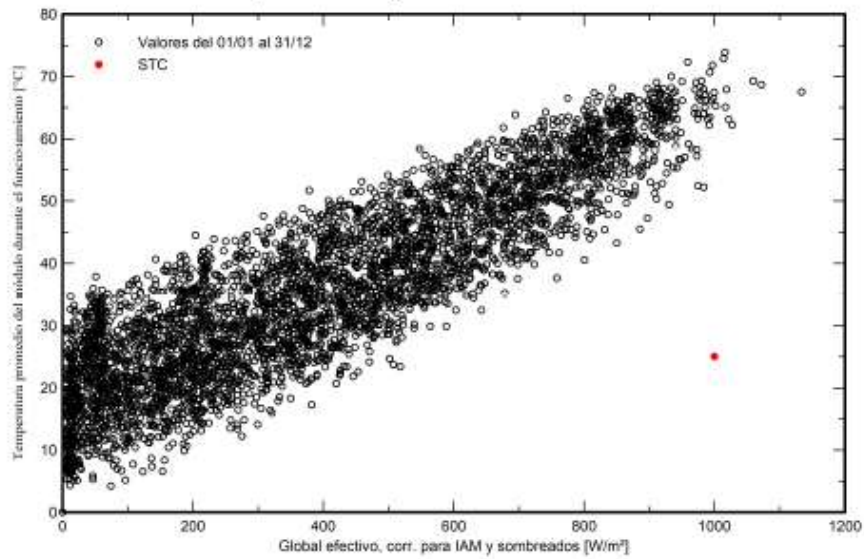
PVsyst V7.2.10
VCO, Fecha de simulación:
19/01/22 09:13
con v7.2.10

Proyecto: TESA2

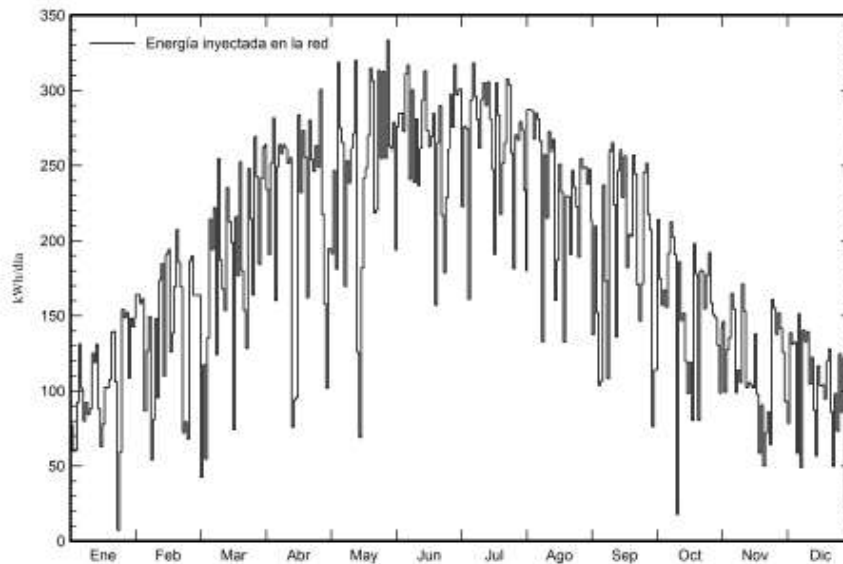
Variante: Nueva variante de simulación

Gráficos predefinidos

Temperatura del conjunto vs irradiancia efectiva



Energía diaria a la salida del sistema





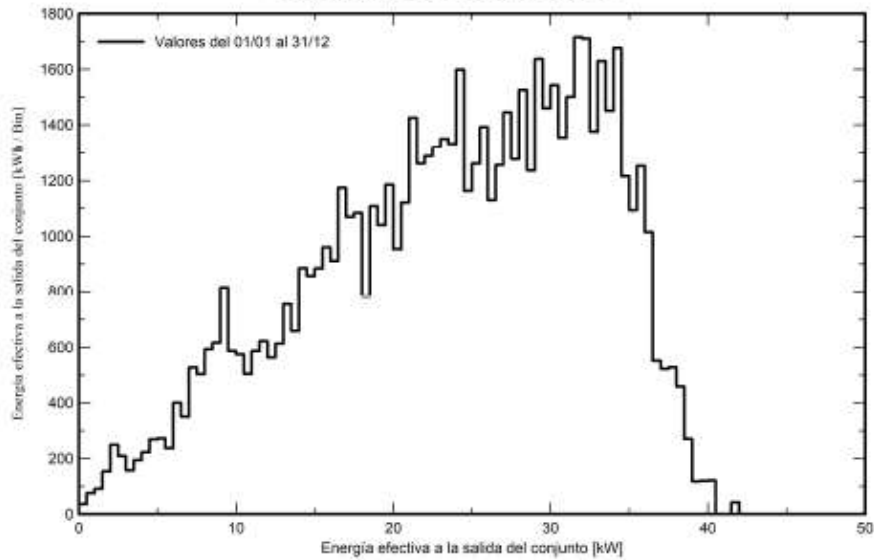
PVsyst V7.2.10
VCO, Fecha de simulación:
19/01/22 09:13
con v7.2.10

Proyecto: TESA2

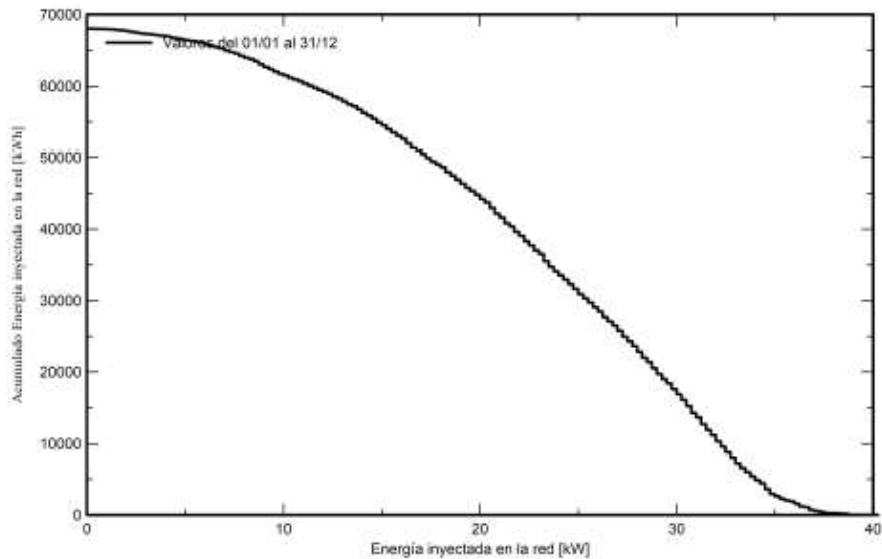
Variante: Nueva variante de simulación

Gráficos predefinidos

Distribución de la potencia del conjunto



Distribución de cola de potencia de salida del sistema





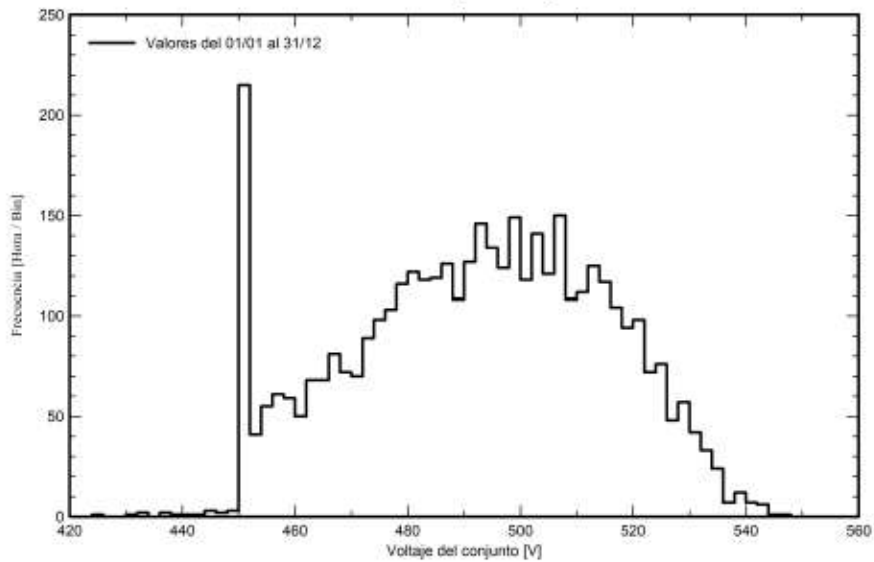
PVsyst V7.2.10
VC0, Fecha de simulación:
19/01/22 09:13
con v7.2.10

Proyecto: TESA2

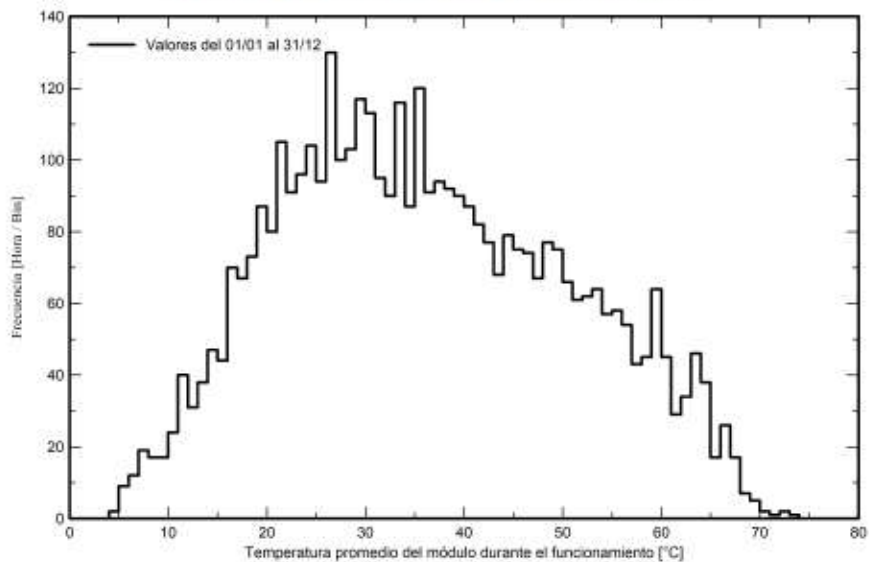
Variante: Nueva variante de simulación

Gráficos predefinidos

Distribución del voltaje del conjunto



Distribución de la temperatura del conjunto durante la ejecución





PVsyst V7.2.10
 VCO, Fecha de simulación:
 19/01/22 09:13
 con v7.2.10

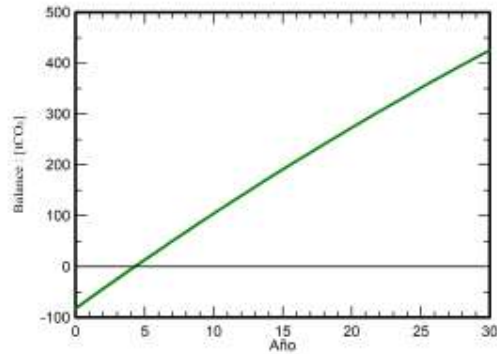
Proyecto: TESA2

Variante: Nueva variante de simulación

Balance de emisiones de CO₂

Total: 425.7 tCO₂
Emisiones generadas
 Total: 82.34 tCO₂
 Fuente: Cálculo detallado de la siguiente tabla:
Emisiones reemplazadas
 Total: 565.6 tCO₂
 Sistema de producción: 66.01 MWh/año
 Emisiones del ciclo de vida de la red: 267 gCO₂/kWh
 Fuente: Lista IEA
 País: Spain
 Toda la vida: 30 años
 Degradación anual: 1.0 %

Emisión de CO₂ ahorrada vs tiempo



Detalles de emisiones del ciclo de vida del sistema

Artículo	LCE	Cantidad	Subtotal [kgCO ₂]
Módulos	1713 kgCO ₂ /kWp	46.8 kWp	80155
Soportes	1.91 kgCO ₂ /kg	1040 kg	1991
Inversores	190 kgCO ₂ /	1.00	190

ANEXO III: SCRIPT MATLAB

```

%Cálculo de la potencia máxima de un generador fotovoltaico

%DATOS DEL PROBLEMA
PV=46800; %W
Modulos=104;
Paralelo=8; %Módulos en paralelo
Serie=13; %Módulos en serie
Celdas=144; %Número de celdas que componen el módulo
Tx= 20; %Temperatura nominal en °C
Gx=1000; %Irradiancia nominal (W/m2)
Noct=47; %En °C

%Datos en condiciones Standard de Medida de un módulo
Iscx=11.60; %A
Vocx=49.3; %V
Pmaxx=450; %W

%Datos en condiciones de operación
Gef=800; %W/m2
Ta=6.1; %°C

%cálculos en condiciones Standard de Medida (T=25°C, temperatura célula)
%Tensión térmica de la matriz de células, considerando una célula
Vt=(1*0.025*(Tx+273))/300);
%Tensión circuito abierto, data-sheet
Voc_ds=Vocx; %Cada módulo está formado por 13 celdas en serie, luego:
Voc_ds_cel= Voc_ds/Celdas;
%Tensión normalizada
Voc_norm=Voc_ds_cel/Vt;
%Factor de forma
FF=Pmaxx/(Iscx*Voc_ds);
%Factor de forma normalizado
FFo=(Voc_norm - log(Voc_norm+0.72))/(Voc_norm+1);
%Resistencia serie normalizada
rs=1-(FF/FFo);
Rs=rs*(Voc_ds_cel/Iscx);

%cálculos en condiciones normales de operación
%Temperatura de la célula
Tc=Ta + ((Noct-20)/800)*Gef;
%Intensidad de cortocircuito
Isc=Iscx*(Gef/Gx);
%Tensión de circuito abierto
Voc_cn=Voc_ds_cel-(Tc-Tx)*(0.0023);
%Tensión térmica
Vt_cn=(1*0.025*(Tc+273))/300);
%Tensión normalizada en condiciones de operación
Voc_co=Voc_cn/Vt_cn;
%Resistencia normalizada, rs_cn, donde Rs es un valor constante
rs_cn=Rs/(Voc_cn/Isc);
%Factor de forma normalizado
FFo_co=(Voc_co-log(Voc_co+0.72))/(Voc_co +1);
%Intensidad y tensión máximas
%Parametros a y b
a=Voc_co+1-2*Voc_co*rs_cn;

```

```
b=a/(a+1);
%Tensión máxima por celda
Vmax= Voc_cn*(1-(b/Voc_co)*log(a)-rs_cn*(1-a^(-b)));
%Intensidad máxima por celda
Imax=Isc*(1-a^(-b));

%Con lo cual la potencia máxima será
Pmax=(Vmax*Imax)*Paralelo*Serie*Celdas;

X=['La potencia máxima del generador fotovoltaico es:
',num2str(Pmax),'W'];
disp(X);
```