



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE
25kWp CONECTADA A LA RED PARA AUTOCONSUMO
DE UNA INDUSTRIA SITUADA EN EN EL MUNICIPIO DE
ARTÉS

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales

AUTOR/A: Martínez Riera, Carlos

Tutor/a: Sapena Bañó, Ángel

CURSO ACADÉMICO: 2023/2024

AGRADECIMIENTOS

A mi familia, por su apoyo incondicional y darme la oportunidad de estudiar en esta gran universidad.

A mis amigos, por estar en todo momento cuando los necesité.

RESUMEN

En este trabajo final de grado se ha diseñado, estudiado y analizado la viabilidad de una instalación solar fotovoltaica conectada a red para autoconsumo de una industria ubicada en Artés, Barcelona, Cataluña. Resmat S.L., la empresa asociada a la nave industrial donde se ubicará el proyecto es una compañía con más de 35 años de experiencia en la fabricación y distribución de todo tipo de equipos para el tratamiento de aguas que establece una serie de requisitos que se tomarán como condiciones de contorno para el diseño de la planta. A partir de ese punto se valorarán diferentes alternativas para tratar de maximizar los beneficios del sistema de generación. Se procederá a la justificación de la solución adoptada con un estudio del cableado, las debidas protecciones dentro del marco normativo establecido y un análisis de viabilidad tanto energética como económica para acabar instalando un generador fotovoltaico de 25,2kWp capaz de cubrir el 62,77% de la energía consumida por la compañía.

Palabras clave: Energía renovable, energía solar fotovoltaica, autoconsumo, sistema de generación conectado a red.

RESUM

En aquest treball de final de grau s'ha dissenyat, estudiat i analitzat la viabilitat d'una instal·lació solar fotovoltaica connectada a la xarxa per l'autoconsum d'una indústria ubicada a Artés, Barcelona, Catalunya. Resmat S.L., l'empresa associada a la nau industrial on s'ubicarà el projecte es una companyia amb més de 35 anys d'experiència en la fabricació i distribució de tot tipus de equips per al tractament de aigües que estableix una serie de requisits que es prendran com a condicions de contorn per al disseny de la planta. A partir d'aquest punt, es valorarán les diferents alternatives per tractar de maximitzar els beneficis del sistema de generació. Es procedirà a la justificació de la solució adoptada amb un estudi del cablejat, les seves proteccions dins del marc normatiu establert i un anàlisi de viabilitat tant energètic com econòmic per acabar instal·lant un generador fotovoltaic de 25,2kWp capaç de cobrir el 62,7% de la energia consumida per la companyia.

Paraules clau: Energia renovable, energia solar fotovoltaica, autoconsum, sistema de generació connectat a la xarxa.

ABSTRACT

In this final degree project, the feasibility of a solar photovoltaic grid-connected installation for self-consumption of an industry located in Artés, Barcelona, Catalonia will be designed, studied and analyzed. Resmat S.L., the company associated with the industrial warehouse where the project will be located, is a company with more than 35 years of experience in the manufacture and distribution of all types of equipment for water treatment that establishes a series of requirements which must be taken into account for the design of the photovoltaic generator system. From that point on, many different options will be evaluated in order to maximize the profit of the installation. After that, the adopted solution will be justified with a wiring study, its protections within the norms and an análisis of both energy and economic feasibility to end up installing a 25.2kWp photovoltaic generator capable of covering 62.77% of the overall energy consumed by the company.

Keywords: Renewable energy, photovoltaic solar energy, self-consumption, grid-connected generation system

ÍNDICE

Documentos:

- Memoria
- Presupuesto
- Planos
- Pliego de condiciones
- Anexo

MEMORIA

ÍNDICE

| | |
|---------------------------------------------------------------------------|----|
| CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN | 12 |
| 1.1. OBJETIVOS DEL PROYECTO | 12 |
| 1.2. MOTIVACIÓN | 12 |
| CAPÍTULO 2. ESTADO DEL ARTE..... | 14 |
| 2.1. ENERGÍA SOLAR..... | 14 |
| 2.1.1. Efecto fotoeléctrico | 14 |
| 2.1.2. Efecto fotovoltaico..... | 15 |
| 2.2. AUTOCONSUMO..... | 15 |
| 2.3. COMPONENTES PRINCIPALES..... | 16 |
| 2.3.1. Módulo fotovoltaico..... | 16 |
| 2.2.2. Inversor solar..... | 20 |
| 2.3. SITUACIÓN ACTUAL DE LA ENERGIA FOTOVOLTAICA | 20 |
| CAPÍTULO 3: CASO DE ESTUDIO | 22 |
| 3.1. EMPLAZAMIENTO..... | 22 |
| 3.2. ANÁLISIS CLIMATOLÓGICO | 24 |
| 3.2.1. Temperatura | 24 |
| 3.2.2. Irradiancia..... | 25 |
| 3.3. CONSUMOS RECOPIRADOS..... | 27 |
| 3.4. VALORACIÓN DE ALTERNATIVAS..... | 32 |
| 3.4.1. Requisitos | 32 |
| 3.4.2. Potencia instalada | 32 |
| 3.4.3. Sistema de autoconsumo | 33 |
| 3.4.4. Módulos fotovoltaicos..... | 34 |
| 3.4.5. Inversores | 36 |
| 3.4.6. Disposición de los paneles | 37 |
| CAPÍTULO 4. SOLUCIÓN ADOPTADA..... | 40 |
| 4.1. SISTEMA DE AUTOCONSUMO SELECCIONADO | 40 |
| 4.2. MÓDULO SELECCIONADO | 41 |
| 4.3. INVERSOR | 43 |
| 4.4. GENERADOR FOTOVOLTAICO..... | 44 |
| 4.5. ANÁLISIS DE CUBIERTA, SOMBRAS, DISPOSICIÓN Y ESTRUCTURA SOPORTE..... | 46 |
| 4.6. CABLEADO | 50 |
| 4.7. PUESTA A TIERRA..... | 55 |
| 4.8. PROTECCIONES..... | 56 |
| 4.9. PVSYST..... | 58 |

| | |
|--------------------------------|----|
| 4.10. ANÁLISIS ENERGÉTICO..... | 63 |
| 4.11. ANÁLISIS ECONÓMICO | 69 |
| CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES | 73 |
| CAPÍTULO 6: BIBLIOGRAFÍA..... | 74 |

Índice de ilustraciones

| | |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Ilustración 0. Porcentaje de generación de electricidad que aporta cada fuente de energía en España. | 13 |
| Ilustración 1. Esquema de una instalación fotovoltaica conectada a red. | 16 |
| Ilustración 2. Esquema de una instalación fotovoltaica aislada. | 16 |
| Ilustración 3. Esquema de un panel solar. | 17 |
| Ilustración 4. Curvas de intensidad-voltaje y potencia-voltaje de un panel genérico. | 18 |
| Ilustración 5. Influencia de la irradiancia a la intensidad y voltaje de la célula. | 19 |
| Ilustración 6. Influencia de la temperatura a la intensidad y voltaje de la célula. | 19 |
| Ilustración 7. Comunidad autónoma de Cataluña. | 22 |
| Ilustración 8. Municipio de Artés. | 23 |
| Ilustración 9. Polígono industrial Santa María d'Artés. | 23 |
| Ilustración 10. Temperatura media a lo largo del año 2022 en Artés. | 25 |
| Ilustración 11. Tarifa de acceso 3.0TD. | 28 |
| Ilustración 12. Consumos mensuales de Resmat S.L. durante el último año. | 29 |
| Ilustración 13. Consumo por horas de un día laboral genérico de cada mes. | 30 |
| Ilustración 15. Consumo por horas de un sábado genérico de cada mes. | 31 |
| Ilustración 16. Consumo por horas de un domingo/día festivo genérico de cada mes. | 31 |
| Ilustración 17. Sello CE (izquierda) y Certificación TÜV Rheinland (derecha). | 35 |
| Ilustración 18. Estimación de producción eléctrica mensual con una instalación coplanar. | 38 |
| Ilustración 19. Estimación de producción eléctrica mensual con una instalación inclinada 31º y azimut 5º. | 38 |
| Ilustración 20. Módulo fotovoltaico Jinko Solar Tiger Neo JKM420N-54HL4. | 41 |
| Fuente: Ficha técnica. | 41 |
| Ilustración 21. Garantía de potencia en 30 años del módulo Jinko Solar Tiger Neo JKM420N-54HL4. | 42 |
| Ilustración 22. Curvas de funcionamiento corriente-voltaje y potencia-voltaje del Jinko Solar Tiger Neo JKM420N-54HL4. | 42 |
| Ilustración 23. Gráfica de dependencia de temperatura del Jinko Solar Tiger Neo JKM420N-54HL4. | 42 |
| Ilustración 24. Inversor Canadian Solar CSI-25K-T400GL03-E. | 43 |
| Ilustración 25. Curvas de eficiencia del inversor Canadian Solar CSI-25K-T400GL03-E. | 44 |
| Ilustración 26. Inclinación y azimut real. | 47 |
| Ilustración 27. Estructura soporte Sunfer 11V4. | 47 |
| Ilustración 28. Zonas de riesgo de Sunfer 11V4 en la cubierta. | 48 |
| Ilustración 29. Croquis de la instalación fotovoltaica. | 49 |
| Ilustración 30. Construcción de la escena de la instalación. | 50 |

| | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Ilustración 31. Esquema simplificado del sistema..... | 55 |
| Ilustración 32. Interruptor magnetotérmico Legrand DX3..... | 57 |
| Ilustración 33. Configuración de la orientación..... | 58 |
| Ilustración 34. Definición del sistema. | 59 |
| Ilustración 35. Definición de las pérdidas del sistema. | 60 |
| Ilustración 36. Definición del consumo de la empresa. | 60 |
| Ilustración 37. Diagrama del factor de sombreado..... | 61 |
| Ilustración 38. Configuración eléctrica de los diferentes strings..... | 61 |
| Ilustración 39. Diagrama de pérdidas del sistema. | 62 |
| Ilustración 40. Producción energética diaria en los diferentes meses del año. | 63 |
| Ilustración 41. Curvas de producción y consumo días laborables (izquierda), viernes (centro) y sábados (derecha) de Diciembre..... | 66 |
| Ilustración 42. Curvas de producción y consumo días laborables (izquierda), viernes (centro) y sábados (derecha) de Julio..... | 66 |
| Ilustración 43. Gráficos circulares de la energía producida (izquierda) y consumida (derecha) del primer año..... | 67 |
| Ilustración 44. Gráficos circulares de la energía producida (izquierda) y consumida (derecha) del último año..... | 69 |

Índice de tablas

| | |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabla 0. Coordenadas del emplazamiento. | 22 |
| Tabla 1. Temperaturas máximas y mínimas de cada mes en Manresa el año 2022..... | 24 |
| Tabla 2. Datos de la irradiancia para una instalación con paneles fijos inclinados 35º y orientados hacia el sur..... | 26 |
| Tabla 3. Parámetros de los módulos fotovoltaicos a comparar. | 35 |
| Tabla 4. Parámetros de los inversores a comparar. | 37 |
| Tabla 5. Especificaciones del módulo fotovoltaico Jinko Solar Tiger Neo JKM420N-54HL4. | 41 |
| Tabla 6. Especificaciones del inversor Canadian Solar CSI-25K-T400GL03-E..... | 43 |
| Tabla 7. Posibles configuraciones del generador fotovoltaico. | 45 |
| Tabla 8. Datos y resultados del cálculo de la sección del cableado en continua con el criterio de caída de tensión. | 52 |
| Tabla 9. Datos y resultados del cálculo de la sección del cableado en alterna con el criterio de caída de tensión. | 53 |
| Tabla 10. Datos de producción energética del sistema de generación de un día de cada mes .. | 65 |
| Tabla 11. Variación anual de la energía producida, excedente, auto consumida e importada desde la red..... | 68 |
| Tabla 12. Balance de caja. | 71 |
| Tabla 13. Gráfico del Flujo de caja acumulado..... | 71 |
| Tabla 14. Indicadores financieros | 72 |

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

Resmat S.L. es una empresa con más de 35 años de experiencia en la fabricación y distribución de todo tipo de equipos para el tratamiento de aguas, desde cisternas de agua potable y depósitos de aguas pluviales a depuradoras para aguas residuales. La compañía tiene como uno de sus objetivos favorecer el medio ambiente y están muy comprometidos con el ahorro de agua, es por eso que sus productos están diseñados para eliminar contaminantes y revitalizar el agua. Un trabajo de instalación de paneles solares les ayudaría a dar un paso más en reducir su huella de carbono y disminuir su dependencia de fuentes de energía convencionales.

1.1. OBJETIVOS DEL PROYECTO

Este proyecto tendrá como objetivo llevar a cabo la transición energética de la empresa Resmat S.L. diseñando y analizando la viabilidad de una instalación solar fotovoltaica en su nave industrial ubicada en Artés, Barcelona, Cataluña. La adaptación de la empresa tendrá como fin encontrar la mejor alternativa de sistema de generación a través de una previa evaluación de alternativas y estudio económico para asegurar la mayor rentabilidad posible. Se estimará una inversión inicial que tendrá como fin la reducción de la factura de la electricidad con la que se recuperará dicho pago inicial en el menor periodo de tiempo posible, siempre cumpliendo las condiciones que la empresa desee establecer para el diseño de su instalación.

1.2. MOTIVACIÓN

Los avances tecnológicos del último siglo han llevado la esperanza de vida a números inconcebibles para generaciones pasadas. Esto ha conllevado al aumento de la población mundial en un contexto histórico en el cual la crisis medioambiental ha cobrado cada vez más importancia y progresivamente comienza a despertar el interés de jóvenes ingenieros como en mi caso que afrontan esta crisis como un importante problema del presente futuro al que se debe buscar una solución lo antes posible. Con la elaboración del presente proyecto con busco también realizar un trabajo de investigación que me acerque más a las tecnologías renovables para aportar mi grano de arena en un futuro próximo.

La demanda energética no deja de aumentar mientras las reservas de materias primas fósiles siguen reduciéndose. El contexto social y medioambiental ha forzado la implantación de métodos alternativos capaces de sustituir progresivamente las tecnologías más contaminantes del mix energético actual. Actualmente y en el futuro, las fuentes de energía renovable juegan un papel fundamental. Desde el punto de vista económico, las ayudas gubernamentales destinadas al impulso de proyectos de producción renovable han contribuido en la creación de un futuro más verde creando a la vez un nicho de mercado con buenas tasas de retorno. El desmantelamiento de centrales nucleares ha hecho evidente la necesidad de las energías renovables en España [1]. Es por ello, que en las últimas décadas no ha dejado de aumentar la generación verde a nivel nacional. A continuación, se muestra en la Ilustración 1 el porcentaje

de generación de electricidad que aporta cada fuente de energía en España durante los últimos treinta años:

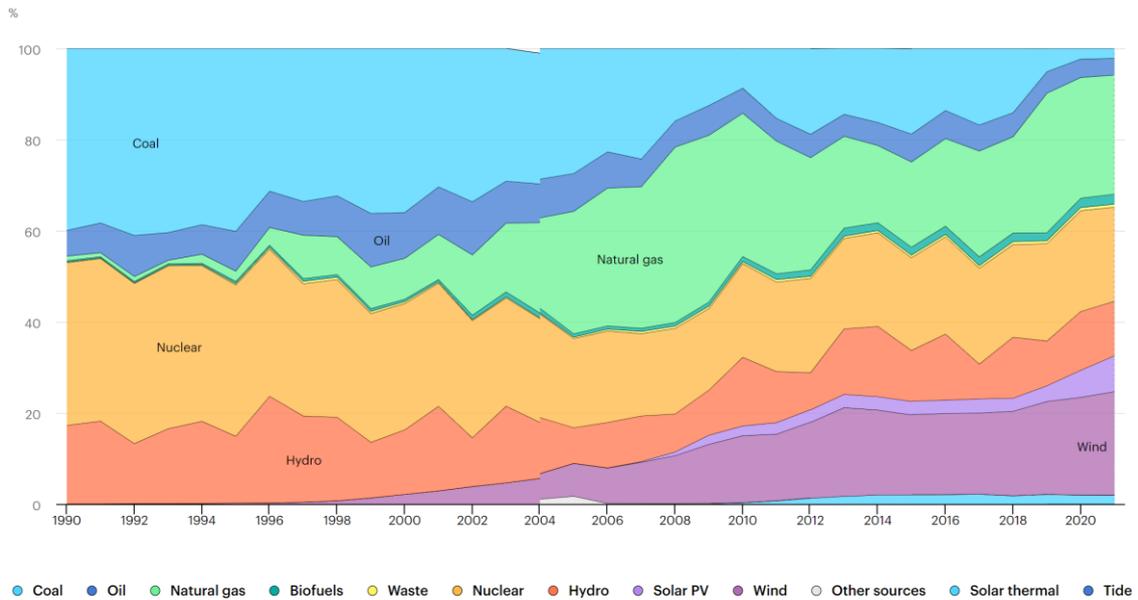


Ilustración 0. Porcentaje de generación de electricidad que aporta cada fuente de energía en España.

Fuente: IEA

Por otro lado, algunos de los grandes problemas energéticos a nivel nacional son la falta de interconexiones y materias primas. Esto aumenta la dependencia energética española sobre los países colindantes, especialmente en Marruecos y Argelia por el gas natural y Francia por la generación eléctrica. La incorporación de generaciones de energía renovable difícilmente acabe con estas necesidades, pero si ayude a reducirlas, abaratando así el coste de la energía. No puede conocerse con certeza la distribución del mix energético nacional en el futuro, pero si se analizan los aspectos mencionados anteriormente junto la gran aceptación social, puede concluirse que son indispensables para el mix energético español.

CAPÍTULO 2. ESTADO DEL ARTE

2.1. ENERGÍA SOLAR

La energía solar es la radiación liberada en el núcleo del Sol a causa de las reacciones de hidrógeno por fusión nuclear, lo que la convierte en una energía natural e inagotable. Las ondas electromagnéticas generadas no necesitan un medio natural para cruzar el espacio y llegar a la tierra, son su longitud de onda y su frecuencia las que determinan la cantidad de energía que transportan los fotones que componen la luz solar. La reflexión causada por las nubes y la absorción debida a la capa de ozono junto al vapor de agua, debilitan la radiación que acaba incidiendo en la superficie. Existen diversas maneras de aprovechar estas ondas, de todas ellas destacan la energía solar térmica para calentar fluidos y la fotovoltaica que la convierte directamente en electricidad. El sistema de generación de electricidad a partir de energía solar se basa en unos colectores o paneles fotovoltaicos formados a partir de células solares interconectadas que son capaces de captar radiación solar con una longitud de onda entre 400 y 1200nm, esta es transformada en corriente a través del efecto fotoeléctrico y fotovoltaico que es posteriormente es recogida y utilizada como electricidad lista para consumirla o ser almacenada en baterías.

Para la ejecución y correcta explicación del proyecto distinguiremos dos términos clave para el cálculo de una instalación fotovoltaica que a menudo causan confusión:

-La irradiancia solar es la potencia radiante incidente por unidad de superficie en un área determinada. Representa la densidad de potencia de la radiación solar en un punto específico y se expresa en W/m^2 .

-La irradiación es la energía incidente por unidad de superficie sobre un plano dado, obtenida por integración al acotarla en un intervalo de tiempo (normalmente una hora o un día). Se expresa en MJ/m^2 o kWh/m^2 . [2]

2.1.1. Efecto fotoeléctrico

El principio de funcionamiento de una instalación fotovoltaica se basa en la propiedad del efecto fotoeléctrico que poseen ciertos materiales capaces de atrapar fotones de la luz y liberar electrones para que se conviertan en corriente eléctrica.

El efecto fotoeléctrico fue descubierto por Heinrich Hertz en 1887 mientras trataba de probar la teoría de Maxwell sobre la radiación electromagnética, en esencia ondulatoria. En dicho experimento Hertz buscaba detectar los efectos de la radiación electromagnética que liberaba una chispa provocada por una bobina de inducción y otra chispa a una cierta distancia en las puntas de un alambre enrollado en forma circular. Resulta que, para observar dicho ensayo utilizaba una cubierta oscura que al acercarla a la chispa, esta variaba su longitud y concluyó en que la chispa emisora era más intensa al ser expuesta a luz ultravioleta [3]. No obstante, no fue hasta principios del siglo XX cuando Albert Einstein resuelve simultáneamente todas las anomalías que giraban en torno al efecto fotoeléctrico con una teoría que proponía que la energía de la luz no se distribuía de manera continua, sino en cuantos localizados puntualmente

[4]. Finalmente, dedujo que la energía de un fotón era proporcional a la frecuencia y planteó la relación de Plank-Einstein: $E=h\nu$ galardonada con el premio Nobel de física en 1905.

En definitiva, el efecto fotoeléctrico es un fenómeno que se produce cuando un material es expuesto a la radiación solar, más concretamente cuando los fotones impactan sobre los electrones del compuesto y transfieren su energía siendo capaces de liberar a estos de su órbita atómica. Por tanto, el efecto tendrá una respuesta de mayor grado si los elementos con los que se compone el material tienen más electrones con energías de enlace débiles que serán más fáciles de ser desprendidos del su núcleo.

2.1.2. Efecto fotovoltaico

El efecto fotovoltaico utiliza los electrones liberados gracias al efecto fotoeléctrico para generar corriente eléctrica. En un módulo fotovoltaico, no toda la radiación incidente es aprovechada por las células ya que una parte es reflejada y el resto también sufre una serie de pérdidas debidas al factor de forma de la placa.

La célula fotovoltaica se compone de dos capas de semiconductor y una de un metal conductor por el cual los electrones de la última capa del átomo ocupan altos niveles de energía donde fluyen con más facilidad, a estos niveles los llamamos banda de conducción. Dentro de este conjunto de niveles existen algunos vacíos a los que saltan los electrones cuando son sometidos a un campo eléctrico generando corriente eléctrica.

2.2. AUTOCONSUMO

Las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo son aquellas en las que el usuario es capaz de generar su propia energía eléctrica a partir de luz solar y consumirla en el propio lugar donde se encuentra la instalación. El funcionamiento consiste en unos paneles solares estratégicamente ubicados y orientados hacia una dirección óptima para aprovechar al máximo la radiación emitida por el Sol y convertirla en corriente continua para que después un inversor la transforme en corriente alterna lista para el consumo. Existen dos esquemas diferentes de autoconsumo fotovoltaico posibles que el usuario puede elegir en función de la demanda eléctrica y la producción que podría llegar a generar su instalación, estos son las instalaciones aisladas y las conectadas a red.

DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 25kWp CONECTADA A LA RED PARA AUTOCONSUMO DE UNA INDUSTRIA SITUADA EN EL MUNICIPIO DE ARTÉS

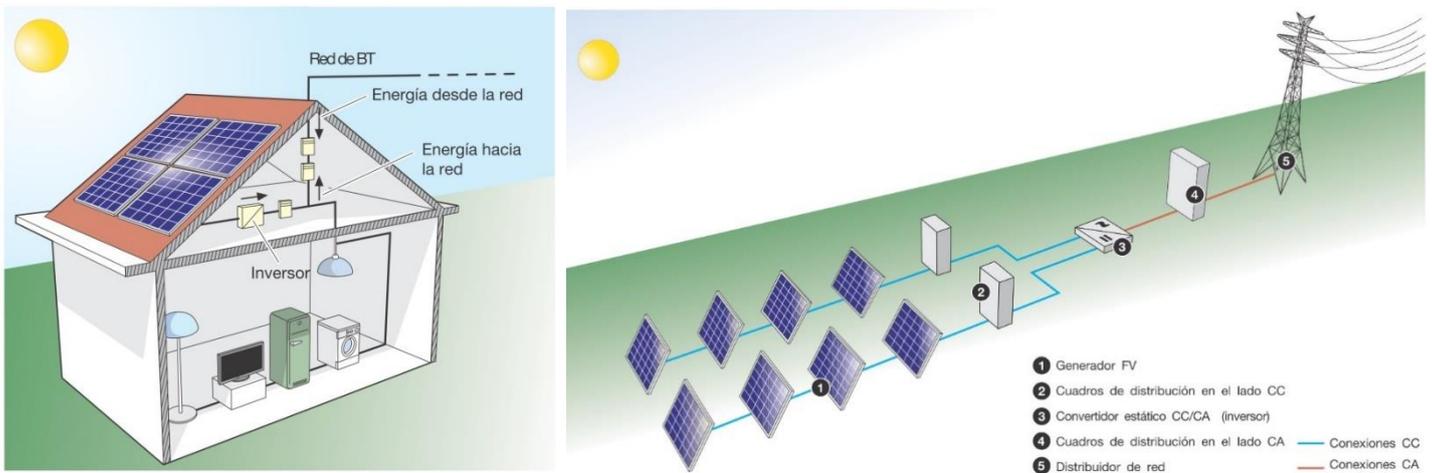


Ilustración 1. Esquema de una instalación fotovoltaica conectada a red.
Fuente: web Wordpress [5]

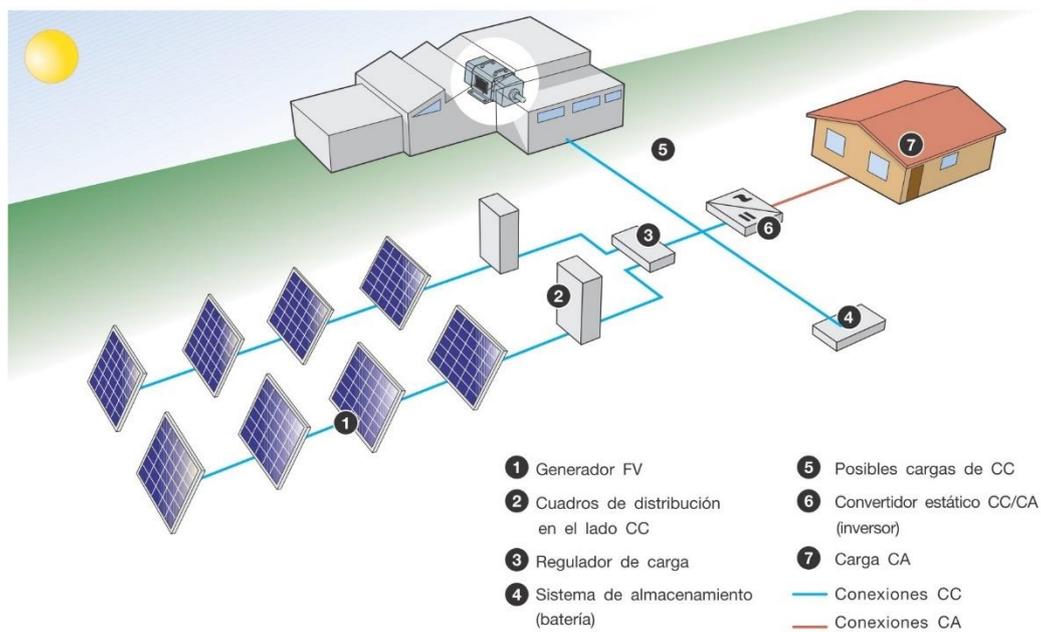


Ilustración 2. Esquema de una instalación fotovoltaica aislada.

Fuente: web Wordpress.[6]

2.3. COMPONENTES PRINCIPALES

2.3.1. Módulo fotovoltaico

El panel fotovoltaico toma un papel crucial en la generación de electricidad a partir de energía solar, ya que se encarga de captar la luz y convertirla en corriente eléctrica. Un panel, o módulo fotovoltaico está compuesto por un conjunto de células fotovoltaicas interconectadas

que producen un potencial eléctrico cuando la radiación solar, tanto directa como difusa incide sobre ellas a través del efecto fotoeléctrico, explicado anteriormente. Estas células normalmente están hechas de materiales semiconductores como el silicio, debido a que son materiales muy versátiles principalmente por sus propiedades eléctricas y absorción selectiva que permite aprovechar eficientemente la energía de la luz visible. El uso individual de estas unidades no es viable debido a que producen valores de tensión muy bajos de alrededor 600mV, es por eso que se asocian tanto en serie como en paralelo, dependiendo del tamaño, para obtener valores de 12-48V.

Para generar corriente continua, las células disponen de dos capas de silicio a las que se les añaden impurezas (dopaje). La capa 'P' está dopada con exceso de carga positiva, es decir, contiene menos electrones de valencia como por ejemplo con boro. Sin embargo, la otra capa denominada 'N' está dopada contrariamente a la otra, con exceso de electrones, como por ejemplo con fósforo. Cuando los fotones de la luz solar inciden sobre la capa N, gracias al efecto fotoeléctrico los electrones son liberados de su órbita atómica y atraviesan el semiconductor sin posibilidad de retorno. Por tanto, la capa N adquiere una diferencia de potencial sobre P, simulando el mismo efecto que tendría un diodo en un circuito eléctrico. [7]

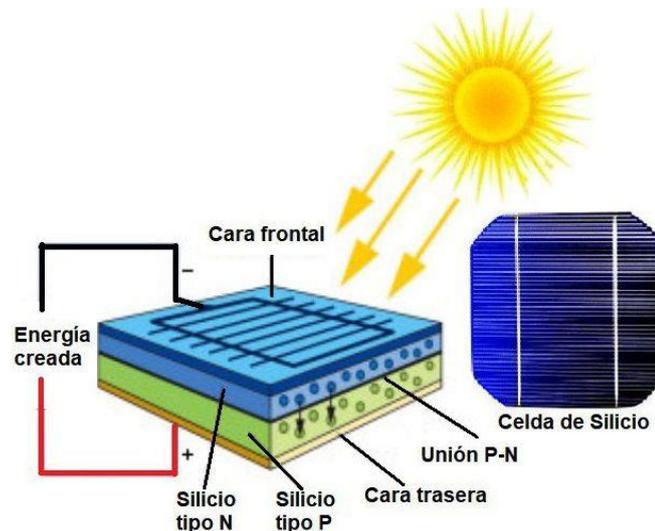


Ilustración 3. Esquema de un panel solar.

Fuente: web Fácil Electro.[8]

A la hora de caracterizar el funcionamiento de una célula fotovoltaica utilizamos curvas de Intensidad-Tensión (I-V) y Potencia-Tensión (P-V), esta curva representa el comportamiento de la célula en condiciones estándar (temperatura de la célula: 25°C, irradiancia: 1000W/m²) y es de gran utilidad a la hora de detectar fallas en el módulo.

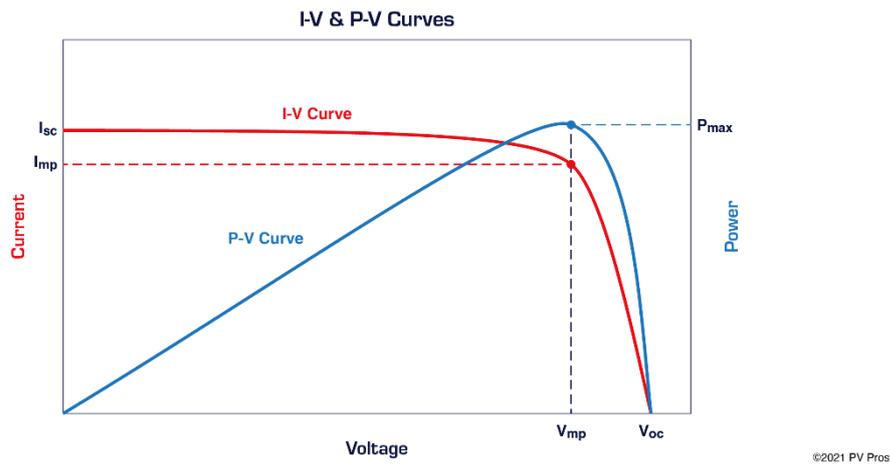


Ilustración 4. Curvas de intensidad-voltaje y potencia-voltaje de un panel genérico.

Fuente: web PV Pros.[9]

-Isc (short-circuit current): es la corriente de cortocircuito, directamente proporcional a la radiación solar.

-Voc (open-circuit voltage): es la tensión de circuito abierto, es decir, sin tener ninguna carga conectada. Su valor se encuentra entorno a 600mV.

-Imp: intensidad en el punto de máxima potencia.

-Vmp: voltaje en el punto de máxima potencia.

-Pmax: potencia máxima de la célula, punto resultante del producto Imp*Vmp.

Cabe destacar un concepto que se saca a partir de estas curvas denominado Factor de Forma (FF), relación entre la potencia máxima teórica (área bajo la curva Isc, Voc) y la potencia real (Imp, Vmp) medidas en el momento solar.

$$FF = \frac{Vmp \cdot Imp}{Voc \cdot Isc}$$

Este término va fuertemente ligado a la eficiencia ya que es la medida de la calidad de unión y de las resistencias internas de la célula. Por su parte, el rendimiento o eficiencia de conversión energética quedaría definido como:

$$\mu = \frac{FF \cdot Voc \cdot Isc}{G \cdot Area}$$

-G: valor de la irradiancia incidente estándar 1000 W/m²

La tensión de la unión P-N puede verse alterada debido a los cambios de temperatura y la intensidad es proporcional a la intensidad de la radiación, así como la superficie de la propia célula. Por tanto, la eficiencia disminuirá cuando la temperatura del módulo aumente y la radiación disminuya a causa de los cambios que estos fenómenos producen al voltaje y corriente respectivamente.

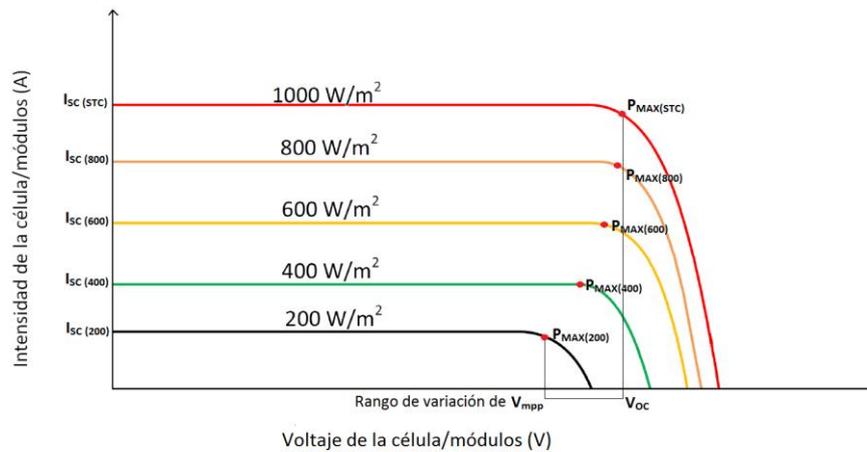


Ilustración 5. Influencia de la irradiancia a la intensidad y voltaje de la célula.
Fuente: web WordPress. [10]

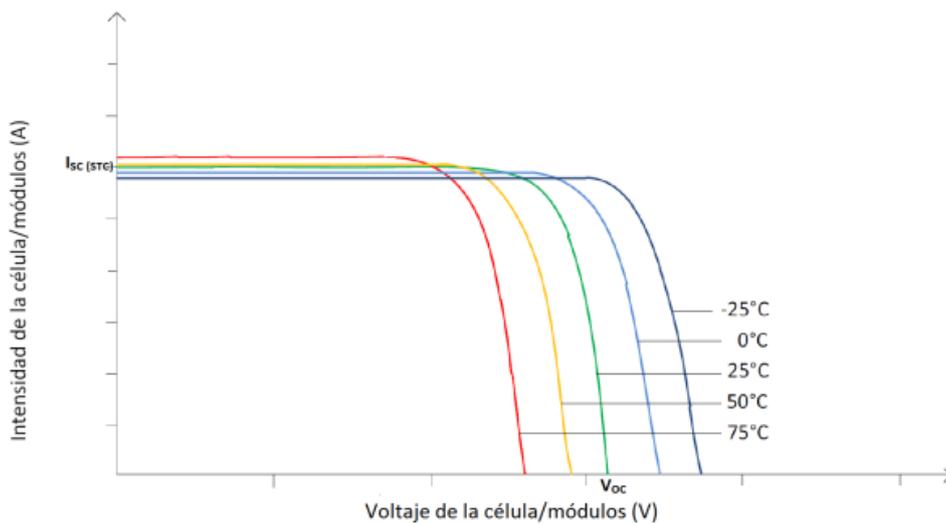


Ilustración 6. Influencia de la temperatura a la intensidad y voltaje de la célula.
Fuente: web WordPress. [11]

Según la tecnología del panel distinguimos tres tipos de módulos fotovoltaicos:

- Silicio monocristalino: estructura cristalina uniforme, es de los materiales que mejores prestaciones ofrece con rendimientos del 15-24%, es estable y fiable pero costoso.

-Silicio policristalino: estructura cristalina no uniforme con un rendimiento de entre 14 y 20% es más barato que el monocristalino, sin embargo, es menos estable debido a su sensibilidad a las impurezas.

-Silicio amorfo: estructura no cristalina, flexible y capaz de mantener un buen rendimiento cuando la radiación es bajo, no obstante, su rendimiento es más bajo respecto a las estructuras anterior mencionadas (8-13%).

Fuera del panel formado por las células, los módulos disponen de una completa estructura con el único propósito de fijar y proteger las placas de la intemperie. Pese a que existen variados diseños de soportes estas son las partes que no pueden faltar en un módulo:

-Cubierta exterior: debe estar diseñada para proteger el módulo contra agentes externos, suele estar fabricada con vidrio templado con una excelente transmisión a la radiación del espectro solar.

-Capas encapsulantes: constan de dos capas, una en la parte anterior y otra en la posterior, ambas generalmente hechas de EVA (etilvinilacetato) para fijar las células, sellar el circuito y protegerlo de humedades.

-Marco soporte: da rigidez al conjunto, aplica la presión necesaria al conjunto para mantener juntas todas las partes que integran el panel. Hecha de acero inoxidable o aluminio anodizado para que no se oxide.

2.2.2. Inversor solar

El inversor solar es el encargado de transformar la energía en forma de corriente continua que generan los paneles fotovoltaicos en corriente alterna lista para ser distribuida a lo largo de la nave. Existen diferentes tipos según si la instalación va a estar conectada a la red o si forma parte de una instalación aislada.

Para las plantas conectadas a red, estos inversores transforman la electricidad en una onda idéntica a la que la red detecta. Existen tres tipos, los microinversores, que van conectados a cada placa, se utilizan más en pequeñas instalaciones como viviendas unifamiliares, los inversores de string o de cadenas, que van conectados en serie y los inversores centrales que son para grandes parques fotovoltaicos.

Si quisiéramos un inversor para un generador fotovoltaico independiente podríamos recurrir tanto a un inversor simple que transforme la corriente continua en alterna como a un inversor híbrido con un regulador de carga y un sistema antivertido para almacenar la energía sobrante en una batería y que esta no se vuelque a la red.

2.3. SITUACIÓN ACTUAL DE LA ENERGIA FOTOVOLTAICA

El futuro del planeta siempre ha estado ligado a la constante evolución tecnológica e industrial de la población humana y no es un secreto para nadie que desde hace muchos años la demanda energética mundial sigue incrementando considerablemente con el paso del tiempo pese a saber que la gran mayoría de fuentes de energía tienen sus recursos limitados. A día de hoy, estos recursos limitados o combustibles fósiles son los principales suministros de energía primaria en el mundo y por desgracia su uso conlleva a muchas desventajas medioambientales, siendo su uso la principal causa del cambio climático. El descubrimiento de la contaminación de dichos combustibles ha impulsado la búsqueda de nuevas fuentes de energía sostenible y sin límite como la solar fotovoltaica, una solución prometedora y viable para la industria.

Aunque el progreso de las fuentes de recursos renovables ha sido notorio durante la última década, tras la pandemia de COVID-19 empezaron a registrarse repuntes económicos en los mercados energéticos, sin embargo no fue hasta 2022 que Rusia, uno de los principales proveedores de gas natural en Europa entrara en conflicto con Ucrania lo que provocó que el gas natural alcanzara precios históricos que consecuentemente tendrían un impacto crítico en el mercado eléctrico, sumergiendo a Europa en una crisis energética. Numerosos países sufrieron un gran déficit energético entre ellos España que gracias a su fuerte incursión de energías renovables pudo mitigar ligeramente el golpe, este tipo de situaciones nos indican cada vez más la importancia de llevar a cabo una transición energética hacia las tecnologías renovables, que progresivamente comienzan a adquirir un papel de gran importancia de cara a los años venideros.

Desde el punto de vista económico, la introducción de la energía solar fotovoltaica supone un estímulo tanto para la inversión como a la innovación, es por eso que durante estos últimos años el gobierno ha fomentado las instalaciones de generación de electricidad para el autoconsumo mediante políticas y reformas de la ley como el refuerzo de los programas de ayudas para el autoconsumo, las cuales abarcarían desde un 15% para grandes empresas, hasta un 45% para una pyme o sistema inferior a 10kW. Algunos economistas apuntan que la instalación de paneles fotovoltaicos se ha convertido en una de las mejores inversiones financieras actualmente gracias a la derogación del 'impuesto al sol', un conjunto de regulaciones y cargos que dejaban a los propietarios de instalaciones de generación eléctrica de autoconsumo sujetos a impuestos por la electricidad que generaban y consumían o peajes en el caso de disponer dicho sistema conectado a la red.

CAPÍTULO 3: CASO DE ESTUDIO

3.1. EMPLAZAMIENTO

El proyecto propuesto se llevará a cabo en la cubierta de una nave industrial situada en la localidad de Artés, en la provincia de Barcelona, Cataluña. En la Tabla 0 se adjuntan las coordenadas exactas del emplazamiento, junto con unas imágenes extraídas de Google Earth.

| | |
|----------|-------------|
| Latitud | 41°47'16" N |
| Longitud | 1°56'13" E |
| Altitud | 294m |

Tabla 0. Coordenadas del emplazamiento.

Fuente Google Earth.

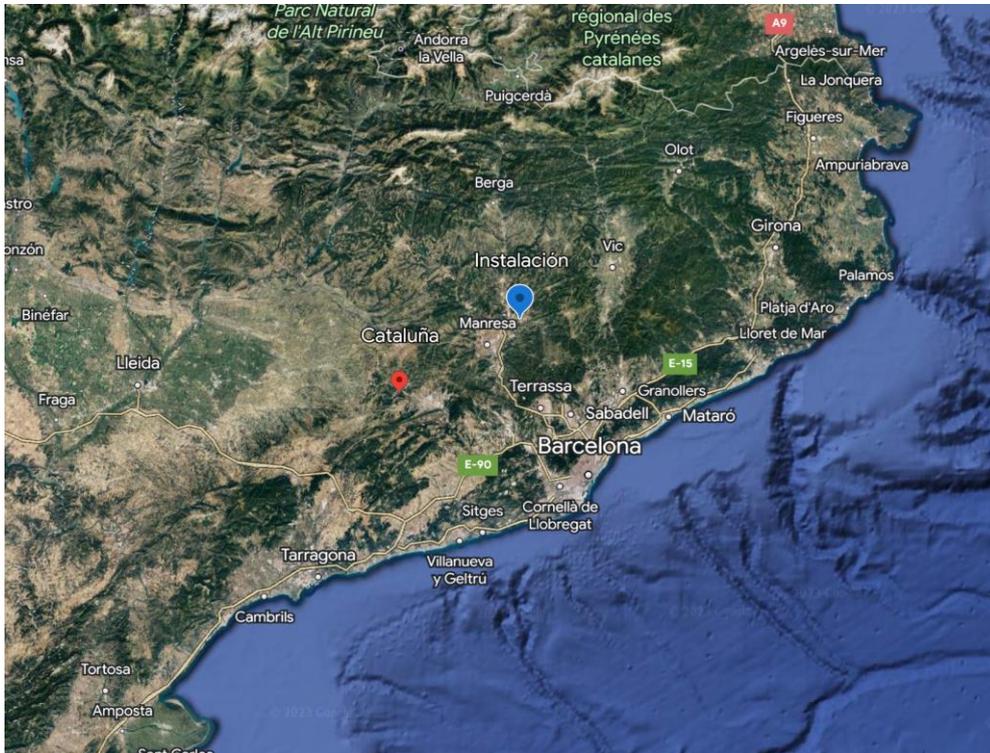


Ilustración 7. Comunidad autónoma de Cataluña.

Fuente: Google Earth.

DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 25kWp CONECTADA A LA RED PARA AUTOCONSUMO DE UNA INDUSTRIA SITUADA EN EL MUNICIPIO DE ARTÉS



Ilustración 8. Municipio de Artés.
Fuente: Google Earth.



Ilustración 9. Polígono industrial Santa María d'Artés
Fuente: Google Earth.

3.2. ANÁLISIS CLIMATOLÓGICO

El municipio de Artés, cerca de la sierra prelitoral de Cataluña, se caracteriza por su clima mediterráneo de tendencia continental con inviernos fríos en los que se alcanzan temperaturas bajo cero y veranos moderadamente cálidos y secos. Las precipitaciones son escasas a lo largo del año, si bien en las estaciones de otoño y primavera llueve con regularidad. Durante los siguientes apartados se tratará con más detalle las variables climatológicas que más afectan tanto al consumo como al funcionamiento de la nave y la instalación fotovoltaica.

3.2.1. Temperatura

El impacto que tiene la temperatura ambiente y la temperatura de los paneles solares sobre el rendimiento de una instalación fotovoltaica supone un factor importante a la hora de seleccionar los módulos correctos. Al contrario de lo que muchos podrían pensar, los receptores fotovoltaicos son perjudicados por las altas temperaturas, sobre todo en ambientes climáticos como puede ser el español. Esto se debe principalmente a los materiales semiconductores que conforman el panel ya que a temperaturas altas disminuye la conductividad del material por lo que decrece la producción de electricidad, para cuantificar estas pérdidas cualquier ficha técnica de cada módulo dispone de un dato llamado coeficiente de temperatura; un porcentaje de pérdida de eficiencia en torno a 0,4~0,5% por grado Celsius. Además, a medida que aumenta la temperatura también lo hace la resistencia eléctrica del panel que también reduce la generación de electricidad. En consecuencia de estar trabajando completamente expuestos al Sol los módulos presentan mucha degradación y envejecimiento al paso de los años, porcentaje que el fabricante se encarga de calcular e indicar en la ficha técnica del producto teniendo en cuenta que la vida útil de una instalación se encuentra alrededor de entre 25 y 30 años.

La Tabla 1 muestra las temperaturas máximas (Tmax) y mínimas (Tmin) de cada mes del año 2022 según la estación '0149X-Manresa' extraída desde la plataforma AEMET OpenData, la más próxima al emplazamiento. En ella se puede confirmar que los veranos son moderadamente cálidos y los inviernos fríos para ser un clima mediterráneo, sin embargo, si se contrastan estos datos con la gráfica de temperatura media a lo largo del año extraída de la base de datos PVGIS-SARAH2 se puede ver que las temperaturas veraniegas extremas son en días puntuales. Sin ir más lejos en agosto, cuando se registra la temperatura ambiente máxima del año la temperatura media no pasa de los 30°C.

Tabla 1. Temperaturas máximas y mínimas de cada mes en Manresa el año 2022.

Fuente: AEMET.

| | <i>ene-22</i> | <i>feb-22</i> | <i>mar-22</i> | <i>abr-22</i> | <i>may-22</i> | <i>jun-22</i> | <i>jul-22</i> | <i>ago-22</i> | <i>sep-22</i> | <i>oct-22</i> | <i>nov-22</i> | <i>dic-22</i> |
|-------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Tmax | 19,3 | 24,4 | 20,6 | 28,1 | 37,5 | 39,5 | 39 | 39,8 | 34,5 | 31 | 25,5 | 20,2 |
| Tmin | -6,2 | -1,9 | 0,1 | -1,4 | 7,4 | 14,4 | 15,3 | 13,3 | 9,9 | 6,6 | -0,8 | -3 |

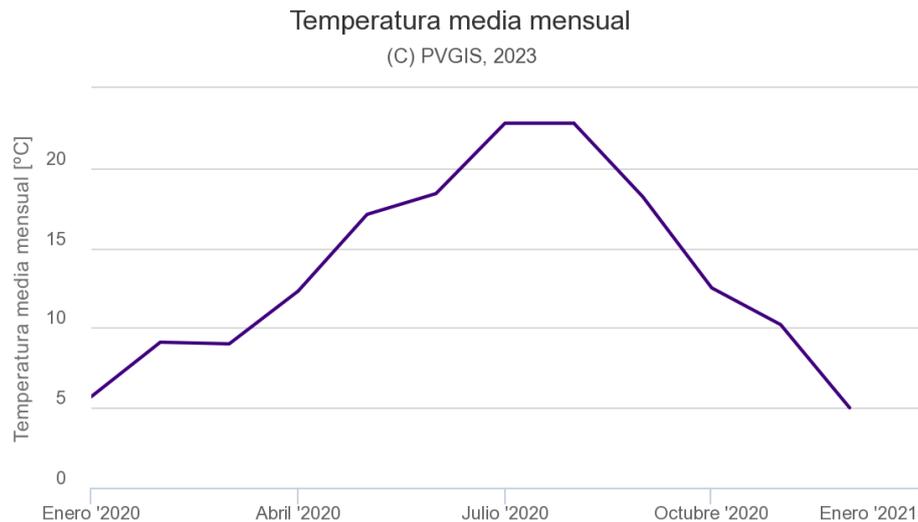


Ilustración 10. Temperatura media a lo largo del año 2022 en Artés.

Fuente: base de datos PVGIS-SARAH2. [8]

3.2.2. Irradiancia

La irradiancia solar es un concepto fundamental en el funcionamiento de los módulos fotovoltaicos. Es la cantidad de energía solar que llega a una superficie específica en un área determinada que se mide en vatios por metro cuadrado (W/m^2). Esta energía lumínica es la que los paneles fotovoltaicos captan para convertirla en energía eléctrica. Esta magnitud varía en función del momento del día, estación del año, ubicación geográfica y de la presencia de nubes y sombras entre otros. Es indispensable realizar un estudio de la irradiancia en el emplazamiento de una instalación en la que se ubicarán los paneles ya que dichos datos son esenciales para dimensionar y optimizar adecuadamente la potencia que tendrá el generador fotovoltaico y, por ende, su eficiencia y rendimiento.

Con intención de hacer una aproximación de la irradiancia global que captarán los paneles solares se han recopilado en la siguiente tabla los datos del sumatorio de la irradiancia directa y difusa sobre una superficie con una inclinación de 35° y orientada al sur (azimut 0°), una disposición de los paneles a priori óptima para exprimir al máximo el rendimiento de cada uno. Estudiando estos datos concluimos que diciembre y enero son los meses más críticos del año en los que los paneles recibirán menos irradiancia y por tanto serán los meses con los que se comenzará a dimensionar. Por otro lado, julio será el mes en el que se generará más energía debido a su irradiancia máxima.

| Hora (UTC+1) | Enero | Febrero | Marzo | Abril | Mayo | Junio | Julio | Agosto | Septiembre | Octubre | Noviembre | Diciembre |
|--------------|--------|---------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|------------|---------|-----------|-----------|
| 00:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 01:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 02:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 03:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 04:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 05:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 06:00 | 0 | 0 | 0 | 0,31 | 23,7 | 36,71 | 25,92 | 2,2 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 07:00 | 0 | 0 | 4,43 | 68 | 113,76 | 123,21 | 107,47 | 80,49 | 43,1 | 2 | 0 | 0 |
| 08:00 | 0 | 10,78 | 129,94 | 228,77 | 275,94 | 295,89 | 281,71 | 255,29 | 214,62 | 96,28 | 15,47 | 0 |
| 09:00 | 36,84 | 146,3 | 350,34 | 410,45 | 463,02 | 485,38 | 478,26 | 456,79 | 416,52 | 338,39 | 154 | 37,73 |
| 10:00 | 343,45 | 435,45 | 541,39 | 587,9 | 633,29 | 648,07 | 657,93 | 650,54 | 604,17 | 500,29 | 424,48 | 373,28 |
| 11:00 | 489,82 | 594,89 | 697,27 | 698,69 | 750,18 | 779,86 | 795,93 | 783,15 | 740,03 | 656,02 | 547,65 | 504,18 |
| 12:00 | 586,12 | 724,74 | 790,28 | 778,84 | 814,77 | 839,16 | 880,1 | 861,11 | 823,36 | 724,87 | 633,46 | 599,65 |
| 13:00 | 655,78 | 729,33 | 766,16 | 773 | 797,22 | 832,97 | 901,39 | 879,04 | 796,95 | 713,16 | 651,48 | 633,57 |
| 14:00 | 623,57 | 694,41 | 726,78 | 713,07 | 736,73 | 764,67 | 842,76 | 826,04 | 731,17 | 652,28 | 586,47 | 592,05 |
| 15:00 | 538,97 | 603,06 | 622,94 | 612,25 | 612,99 | 672,96 | 732,1 | 704,4 | 594,26 | 521,42 | 453,75 | 483,94 |
| 16:00 | 371,3 | 455,01 | 470,41 | 473,01 | 485,27 | 528,31 | 579,09 | 557,97 | 458,93 | 358,9 | 299,02 | 316,24 |
| 17:00 | 136,34 | 265,03 | 288,08 | 305,04 | 320,24 | 360,25 | 393,26 | 364,98 | 273,46 | 176,21 | 51,4 | 1,54 |
| 18:00 | 0 | 20,81 | 105,92 | 134,25 | 155,3 | 190,21 | 204,25 | 171,53 | 91,23 | 4,9 | 0 | 0 |
| 19:00 | 0 | 0 | 0,01 | 12,79 | 42,33 | 61,95 | 58,74 | 33,16 | 0,58 | 0 | 0 | 0 |
| 20:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,15 | 4,08 | 2,91 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 21:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 22:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 23:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Tabla 2. Datos de la irradiancia para una instalación con paneles fijos inclinados 35° y orientados hacia el sur.

Fuente: base de datos PVGIS-SARAH2.

3.3. CONSUMOS RECOPIRADOS

La compañía Resmat S.L. se acoge a la tarifa de acceso 3.0TD de Iberdrola la cual dispone de 6 términos de potencia distintos, pudiendo elegir 6 potencias distintas según el horario, día, temporada y lugar en el que se encuentre la compañía con la única condición de que las potencias contratadas para dichos periodos deben ir incrementando por lo que la potencia contratada para el periodo 6 no puede ser inferior a la contratada para el periodo 1.

| TEMPORADA | LUNES A VIERNES | SÁBADOS, DOMINGOS Y FESTIVOS |
|------------|-----------------|------------------------------|
| ALTA | A | D |
| MEDIA ALTA | B | D |
| MEDIA | B1 | D |
| BAJA | C | D |

| MES | PENÍNSULA | CANARIAS | BALEARES | CEUTA | MELILLA |
|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| ENERO | ALTA | MEDIA | MEDIA | ALTA | ALTA |
| FEBRERO | ALTA | MEDIA | MEDIA | ALTA | MEDIA ALTA |
| MARZO | MEDIA ALTA | MEDIA | BAJA | MEDIA | BAJA |
| ABRIL | BAJA | BAJA | BAJA | BAJA | BAJA |
| MAYO | BAJA | BAJA | MEDIA ALTA | BAJA | BAJA |
| JUNIO | MEDIA | BAJA | ALTA | BAJA | MEDIA |
| JULIO | ALTA | ALTA | ALTA | MEDIA ALTA | ALTA |
| AGOSTO | MEDIA | ALTA | ALTA | ALTA | ALTA |
| SEPTIEMBRE | MEDIA | ALTA | ALTA | ALTA | ALTA |
| OCTUBRE | BAJA | ALTA | MEDIA ALTA | MEDIA ALTA | MEDIA |
| NOVIEMBRE | MEDIA ALTA | MEDIA ALTA | BAJA | MEDIA | MEDIA |
| DICIEMBRE | ALTA | MEDIA ALTA | MEDIA | MEDIA | MEDIA ALTA |

| PERIODO HORARIO | TEMPORADA ALTA (A) | TEMPORADA MEDIA ALTA (B) | TEMPORADA MEDIA (B1) | TEMPORADA BAJA (C) |
|-----------------|-----------------------------------------------|-----------------------------------------------|-----------------------------------------------|-----------------------------------------------|
| P1 | 09:00H-14:00H 18:00-22:00H | — | — | — |
| P2 | 08:00H-09:00H 14:00-18:00H 22:00-00:00H | 09:00H-14:00H 18:00-22:00H | — | — |
| P3 | — | 08:00H-09:00H 14:00-18:00H 22:00-00:00H | 09:00H-14:00H 18:00-22:00H | — |
| P4 | — | — | 08:00H-09:00H 14:00-18:00H 22:00-00:00H | 09:00H-14:00H 18:00-22:00H |
| P5 | — | — | — | 08:00H-09:00H 14:00-18:00H 22:00-00:00H |
| P6 | 00:00H-08:00H | 00:00H-08:00H | 00:00H-08:00H | 00:00H-08:00H |

Ilustración 11. Tarifa de acceso 3.OTD.

Fuente: web I-DE Redes Eléctricas Inteligentes.[9]

Actualmente la empresa tiene contratada para el primer periodo P1 15kW, ajustando al máximo dicha potencia contratada con el propio consumo ya que es el periodo de temporada alta, cuando más cara se encuentra la energía, así de esta manera les sale más económica la factura de la electricidad con este tipo concreto de tarifa. Para P2, P3, P4 y P5 han contratado 21kW a causa del tipo de tarifa que obliga a aumentar la potencia contratada y que además se encuentran meses como abril y mayo en los que la demanda aumenta considerablemente y para P6 34kW.

Para analizar el consumo de Resmat S.L., la empresa facilita las facturas eléctricas desde marzo del año 2022 hasta febrero de este año 2023, así como una estimación del desglosamiento diario del consumo. En el presente apartado se mostrarán únicamente las gráficas pero las tablas de datos que dichas ilustraciones representan serán adheridas al documento 'Anexo I' del proyecto.

En primer lugar, se procede a estudiar el consumo eléctrico de la empresa durante los últimos 12 meses. De acuerdo con el director de la compañía, el periodo de demanda suele comenzar en torno a febrero y suele acabar a mediados de verano, también destaca que un porcentaje del gasto de los meses de invierno se debe a los calefactores que se encuentran en los vestuarios de los empleados que operan en la empresa.

El gráfico de barras de los consumos mensuales a lo largo del año refleja que la empresa mantiene un consumo bastante homogéneo y equitativo, siendo febrero y abril los meses en los que más energía eléctrica tuvo que ser suministrada por la compañía eléctrica, al contrario que en agosto y octubre que fue cuando menos cantidad se consumió. A la vista de la regularidad

que mantienen los datos podemos estimar que la empresa consumirá cada año entre 39 y 40MWh.

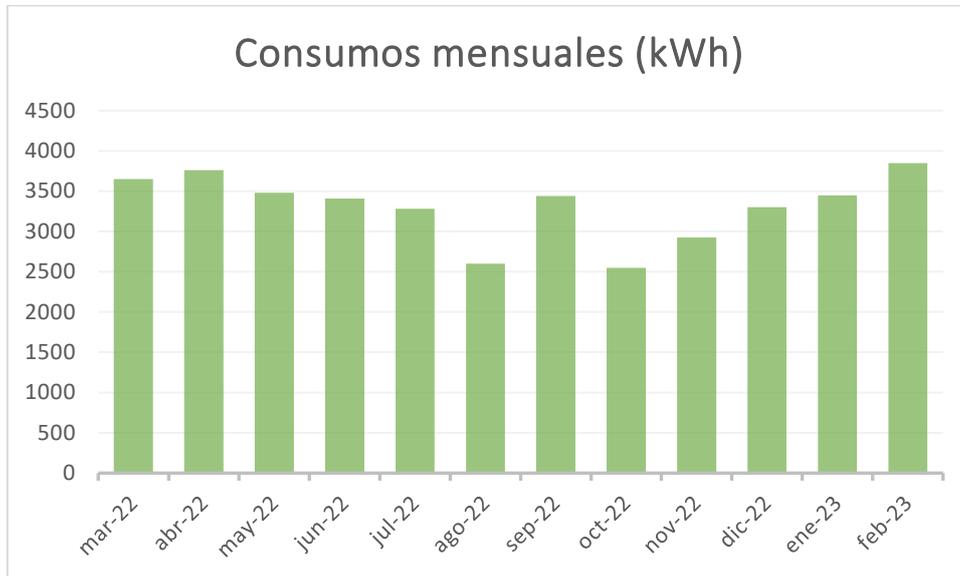


Ilustración 12. Consumos mensuales de Resmat S.L. durante el último año.

La compañía opera con el siguiente horario: de lunes a jueves de 8:00 a 13:00 y 15:00 a 18:00, los viernes de 8:00 a 14:00 y los sábados trabajan a puerta cerrada con una intensidad de aproximadamente un 60% menor respecto del resto de días laborables. Por lo tanto, distinguimos cuatro tipos de curvas de consumo, la correspondiente con el horario de lunes a jueves que denominaremos 'laborables', la de los viernes, sábados y domingos y festivos.

A continuación, se muestra gráficamente la información del consumo en el plazo de 24 horas tomando un día genérico de cada mes hallada a partir de las tablas adjuntas en el documento 'Anexo I'. Estas gráficas serán muy útiles más adelante para observar como se ajustará el generador fotovoltaico al consumo de la planta dependiendo el día y mes en el que nos encontremos.

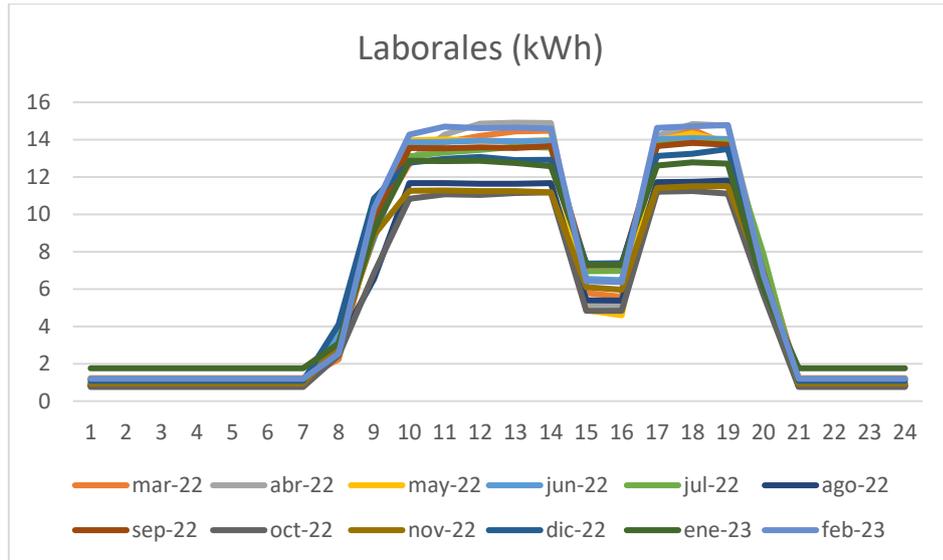


Ilustración 13. Consumo por horas de un día laboral genérico de cada mes.

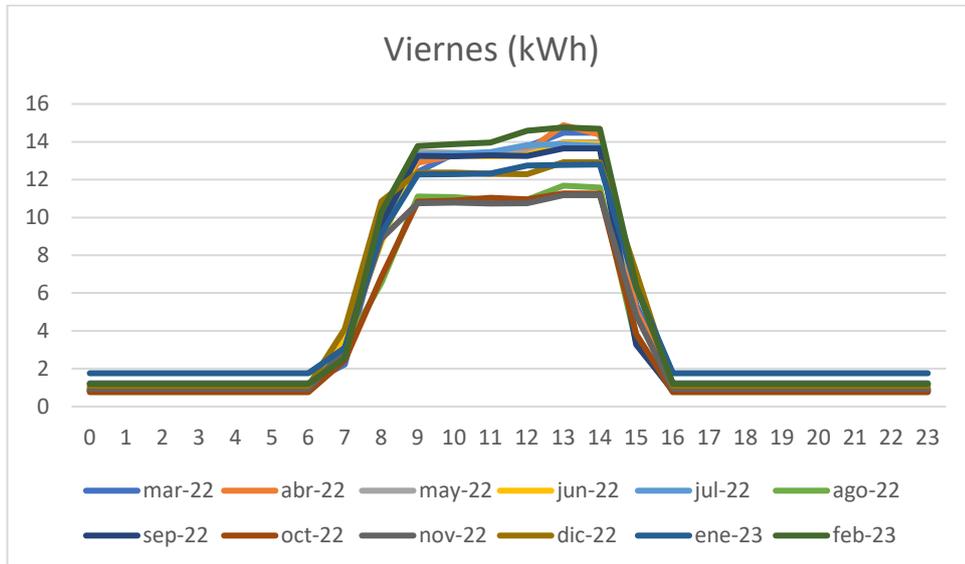


Ilustración 14. Consumo por horas de un viernes genérico de cada mes.

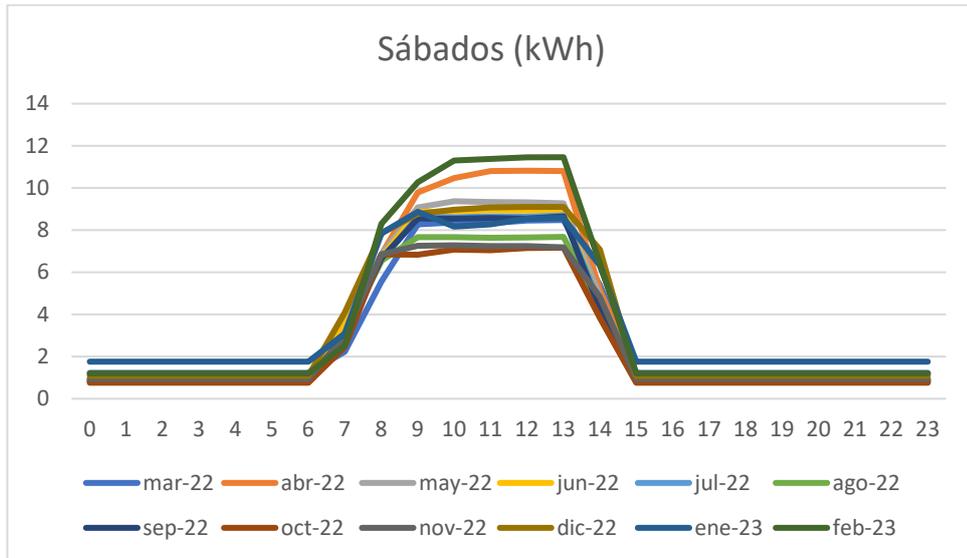


Ilustración 15. Consumo por horas de un sábado genérico de cada mes.

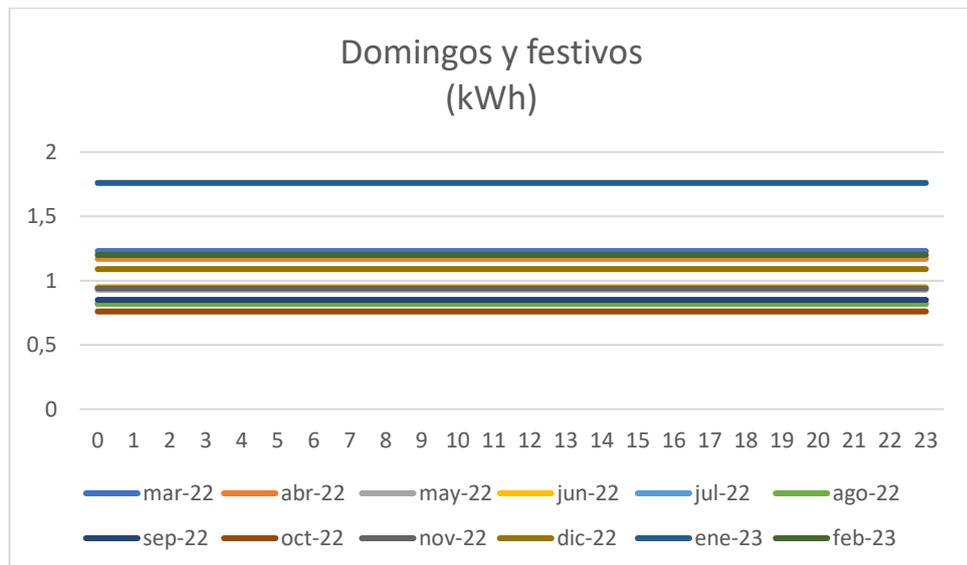


Ilustración 16. Consumo por horas de un domingo/día festivo genérico de cada mes.

Las gráficas se ajustan al horario citado anteriormente, podemos apreciar que si es cierto que entre semana se trabaja a una intensidad mayor que los sábados y que los días que no se trabaja también consumen una cantidad mínima y constante de energía, ligada a los aparatos que funcionan permanentemente.

La lectura de la recopilación de consumos comienza a indicarnos las primeras pautas que darán forma al proyecto de la instalación que se está confeccionando. El dato que más se debe subrayar es la potencia pico máxima que se ha dado durante el último año ya que potencialmente se puede dar durante el funcionamiento del sistema futuro, acorde con la gráfica del consumo de los días laborales podemos asegurar que dicha cifra no superará el umbral de 16kWp.

3.4. VALORACIÓN DE ALTERNATIVAS

3.4.1. Requisitos

Para la realización de este proyecto se tendrá que tomar en cuenta una serie de requisitos que deberán ser cumplidos para llevar a cabo la tarea con éxito. En primer lugar, analizaremos las mejores alternativas para el beneficio del cliente, para después ajustar la solución óptima a los marcos que establecen los reglamentos y normativas impuestos por el estado en el que se sitúa el emplazamiento de nuestra instalación, es decir, el estado español. Dentro de las condiciones del cliente, el trabajo consistirá en analizar las mejores configuraciones de autoconsumo, comparar cada componente entre los diferentes fabricantes del mercado, realizar un estudio de viabilidad económica y hallar la alternativa que más se ajuste a los intereses del inversor.

Resmat SL, la empresa interesada en el proyecto ha establecido como objetivo de la instalación satisfacer un gran porcentaje de consumo durante el máximo periodo de vida útil del generador minimizando los excedentes en la medida de lo posible y para ello disponen de un presupuesto de no más de 25.000€ (sin IVA) que cubrirá desde la compra de todos los componentes necesarios hasta la mano de obra de instalación del sistema de generación.

La compañía situada en el municipio de Artés perteneciente a la provincia de Barcelona en Cataluña, España posee una única nave industrial a dos aguas de 44x22 m de 9,25m de altura con una parte de la cubierta orientada al noroeste y otra al sureste. Dentro de la parcela, la cubierta es el mejor lugar para situar la infraestructura y aprovechar al máximo su rendimiento, dicho tejado tiene una inclinación de 5º y dispone de una superficie de 971,7 m² que puede ser utilizada para colocar cuantos módulos sean necesarios.

3.4.2. Potencia instalada

Tras realizar un estudio sobre el consumo que la compañía está demandando durante los últimos años y sobre la irradiancia que dispondrá el emplazamiento donde se va a situar el conjunto de paneles, se pasará a realizar un primer dimensionado de la potencia que se debe instalar para abastecer las necesidades energéticas de la empresa. Este cálculo tendrá un carácter orientativo que guiará a la hora de escoger módulo e inversor, una vez escogidos se procederá al cálculo exacto de la potencia que generará la planta fotovoltaica.

El dimensionamiento comienza por el estudio gráfico del mes de diciembre y enero los cuales, como ya se ha visto en el anterior estudio de la irradiancia, son los meses en los que llegará menos radiación a las placas solares y por tanto son los que marcan los límites mínimos de potencia instalada que debe tener el sistema para cubrir la máxima demanda de electricidad. Según los datos de consumo de diciembre, el pico de potencia en este mes ronda los 13,08kWp por lo que teniendo en cuenta que un sistema fotovoltaico medio tiene unas pérdidas aproximadas de entre 10 y 20% calculamos:

$$P_{gen} = P_u \cdot (1 + p) = 13,08 \cdot 1,2 = 15,696 \text{ kWp}$$

Donde:

-Pgen: Potencia generada en kWp.

-Pu: Potencia útil en kWp.

-p: Pérdidas del sistema.

A continuación se calcula la superficie de panel efectiva que se necesita para generar 15,696 kWp:

$$S_{ef} = \frac{P_{gen}}{I} = \frac{15,696}{0,633} = 24,796 \text{ m}^2$$

Donde:

-S_{ef}: Superficie total del sistema ideal ($\mu=1$) en m².

-I: Irradiancia en Wp/m².

Ahora se calcula la superficie total que se debe instalar teniendo en cuenta que un panel común tiene una eficiencia de media de un 20% :

$$S_{total} = \frac{S_{ef}}{\mu} = \frac{24,796}{0,2} = 123,98 \text{ m}^2$$

Donde:

-S_{total}: Superficie total del sistema en m².

- μ : Eficiencia del módulo fotovoltaico.

Suponiendo un panel común de 360Wp y 1,8m² se aproxima la superficie total a 124,2m² suponiendo que se instalaran 69 paneles para finalmente hallar la primera aproximación de la potencia que se debe instalar:

$$P_i = S_{total} \cdot \frac{P_{p,mod}}{S_{mod}} = 124,2 \cdot \frac{360}{1,8} = 24840 \text{ Wp}$$

Donde:

-P_i: Potencia instalada en Wp.

-P_{p,mod}: Potencia pico del módulo fotovoltaico en Wp.

-S_{mod}: Superficie del módulo fotovoltaico en m².

El resultado final del primer dimensionamiento es 24,84kWp por lo que a la hora de seleccionar un inversor se buscará con una potencia nominal en torno a 25kW.

3.4.3. Sistema de autoconsumo

Conociendo estos datos y condiciones de contorno la primera incógnita que se debe despejar es el tipo de sistema de autoconsumo que hay que instalar. Se analizarán las opciones de autoconsumo sin excedentes, autoconsumo con excedentes acogido a compensación y con excedentes sin compensación. Para tomar la decisión se tendrán en cuenta los patrones de consumo de la empresa además de las regulaciones y normativas aplicables pero el factor determinante será el coste de la instalación y el beneficio económico que la empresa obtendría según la opción a la que se acoja finalmente.

El primer sistema que se analizará es el aislado, como se ha introducido anteriormente, un sistema de autoconsumo autónomo está formado principalmente por los paneles solares, un regulador de carga y un inversor con un sistema de antivertido que impedirá que la energía que no sea consumida in situ se vuelque sobre la red, es por eso que se suelen incorporar baterías para almacenar la energía excedente. Con este sistema 'off-grid', es decir, no conectado a la red

el consumidor también tomará el rol de productor y dependerá únicamente de su producción siendo energéticamente independiente. No obstante, este sistema no está pensado para negocios ya que su deber es satisfacer las necesidades del cliente dejando sin cabida a ningún tipo de deficiencia energética que podría entorpecer la dinámica del proceso de producción.

Por otro lado, están los sistemas de autoconsumo con excedentes que sí van conectados a la red eléctrica. Existen dos tipos, aquellos que están acogidos a compensación y los que no. En el presente apartado no se tratarán los sistemas que no están acogidos a compensación a causa de que este tipo de configuraciones se utilizan cuando la instalación posee al menos 100kW de potencia instalada, así lo indican los planes del Gobierno. Para el resto de instalaciones inferiores conectadas a la red, la comercializadora compensará los excedentes de energía que sean vertidos mediante la factura eléctrica mensual cobrando únicamente la diferencia entre el precio de venta acordado con la empresa proveedora por los excedentes y el precio de consumo de electricidad que se inyectará a la planta cuando la propia instalación no suministre la suficiente energía.

En España el autoconsumo para instalaciones que estén conectadas a la red de distribución eléctrica está regulado por:

-Real Decreto 244/2019, donde se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

-Real Decreto-Ley 15/2018 de medidas urgentes para la transición energética y la protección de consumidores la cual deroga muchos puntos de la anterior normativa, establecida por el Real Decreto-Ley 900/2015.

3.4.4. Módulos fotovoltaicos

A la hora de diseñar el proyecto es importante invertir tiempo e interés en la búsqueda de unos receptores solares eficientes y duraderos. Para ello se debe tener claro a que características debemos prestar especial atención para encontrar el módulo con mejor relación calidad-precio óptimo para la planta a dimensionar.

El primer factor a considerar para hallar la mejor opción es buscar en el mercado los fabricantes con más solvencia y experiencia en el sector, que serán los que mayor garantía de éxito ofrezcan, para saber con certeza en que fabricantes se puede confiar se buscarán las certificaciones que verifican que se cumplen los requisitos de seguridad y calidad en curso legal. Más en concreto con los estándares de la Comisión Internacional Electrotécnica (IEC) que comprueban la resistencia y seguridad, el sello CE obligatorio para que el producto pueda comercializarse en el Área Económica Europea y en la certificación TÜV Rheinland que verifica que el módulo ha pasado una serie de procesos de calidad. Entre los fabricantes que cumplen los requisitos mencionados se encuentran LONGi, Jinko Solar, Canadian Solar, Trinasolar y JA Solar de los cuáles se han seleccionado todas las placas seleccionadas para poder comparar un mayor rango de posibilidades.



Ilustración 17. Sello CE (izquierda) y Certificación TÜV Rheinland (derecha).

Los parámetros que se tomarán en cuenta son los que se muestran en la siguiente tabla, entre ellos destacan el tipo de tecnología que utiliza el panel, la potencia, la tolerancia, la eficiencia y el precio.

El conjunto de módulos presentados ofrece unas características y prestaciones que los harían adecuados para el tipo de instalación que estamos buscando. El Trinasolar Vertex S+ destaca por su alta eficiencia y su precio atractivo lo que lo convierte en una opción a considerar para maximizar la generación de energía en nuestro proyecto. Por otra parte, el panel que nos ofrece Canadian Solar con tecnología policristalina, pese a tener una eficiencia menor al resto, puede ser una alternativa equilibrada entre rendimiento y precio. Sin embargo, si lo que buscamos es una potencia superior el JA Solar JAM72S20-455/MR ofrece una potencia de 455 Wp, pero si buscamos algo más económico el LONGi sería el óptimo para la planta. Sin duda un factor determinante a la hora de escoger un módulo es la evolución de la degradación de estos a lo largo del tiempo, de entre todos los módulos mostrados en la tabla únicamente el Jinko Solar y el Trinasolar consiguen llegar a un porcentaje de 87,4% de garantía de potencia pasados los 30 años de su instalación según los datos ofrecidos en la ficha técnica de cada uno. Dicha característica debe ser un factor eliminatorio para el trabajo ya que el cliente ha pedido que se cubra el consumo durante el máximo tiempo posible. Cuanto más tiempo dure un módulo fotovoltaico, unidad básica y fundamental de una instalación, a un alto rendimiento, más elevada será la satisfacción y el beneficio obtenido para nuestro cliente.

| | <i>LONGi LR4-60HPH-375M</i> | <i>Jinko Solar Tiger Neo JKM420N-54HL4</i> | <i>Canadian Solar HiKu CS3W-415P</i> | <i>Trinasolar Vertex S+ TSM-NEG9.28</i> | <i>JA Solar JAM72S20-455/MR</i> |
|-------------------------|-----------------------------|--------------------------------------------|--------------------------------------|-----------------------------------------|---------------------------------|
| Tecnología | <i>Monocristalino</i> | <i>Monocristalino</i> | <i>Policristalino</i> | <i>Monocristalino</i> | <i>Monocristalino</i> |
| Potencia (Wp) | 375 | 420 | 415 | 415 | 455 |
| nº células | 120 (6x20) | 108 (6x18) | 144 [2x(12x6)] | 120 | 144 (6x24) |
| Voc (V) | 41,1 | 38,11 | 47,8 | 36 | 49,85 |
| Isc (A) | 11,6 | 14,07 | 11,14 | 11,52 | 11,41 |
| Eficiencia (%) | 21 | 21,51 | 18,79 | 21,9 | 20,5 |
| Tolerancia (%) | 0-3 | 0-3 | 0-5 | 0-5 | 0-5 |
| Peso (kg) | 19,5 | 22 | 24,9 | 21,5 | 24,5 |
| Dimensiones (mm) | 1755x1038x35 | 1722x1134x30 | 2108x1048x40 | 1770x1096x30 | 2112x1052x35 |
| Precio (€) | 149 | 170,61 | 169 | 195 | 250,91 |
| €/kWp | 0,397333333 | 0,406214286 | 0,407228916 | 0,469879518 | 0,551450549 |

Tabla 3. Parámetros de los módulos fotovoltaicos a comparar.

Para el presente proyecto se seleccionará el Jinko Solar Tiger Neo JKM420N-54HL4 ya que de entre todos los módulos ya mencionados el que ofrece la marca Jinko Solar parece ser

potente y duradero, postulándose como la alternativa más rentable. Además, aunque no sea el módulo más eficiente de la tabla tampoco es el más caro y pese a no ser el más potente es uno de los módulos más ligeros y pequeños de entre los seleccionados. Se elige este modelo de panel en concreto por ser la alternativa más equilibrada de entre todas que ofrece la mejor eficiencia, potencia y degradación al mejor precio.

3.4.5. Inversores

En cuanto a los inversores, la primera decisión que se debe tomar sabiendo que nuestro proyecto irá conectado a la red es si debemos instalar microinversores para cada uno de los paneles o inversores de string que se conectan en serie a varios paneles solares. La principal ventaja de los inversores de cadena es su eficiencia y rentabilidad en sistemas de mayor escala, al poder conectar varios módulos solares en serie se pueden reducir costes al tener menos dispositivos y menos puntos de conexión que facilitarán su mantenimiento. No obstante, los microinversores son ideales en situaciones donde los paneles solares pueden estar sujetos a sombreado parcial o desigual ya que cada pequeño inversor puede optimizar el rendimiento individual de cada panel exprimiendo al máximo la producción de energía.

En resumen, dadas las condiciones de la cubierta a dos aguas donde no existe ningún agente que pueda generar problemas de sombreado se optará por buscar los modelos de inversores de string más destacados del mercado.

Estas son las características que requieren especial atención para comparar los diferentes modelos de inversores:

- Tensión de entrada máxima y mínima, determinarán el máximo y mínimo número de paneles que podremos instalar.

- Potencia nominal CA, es la potencia nominal de corriente alterna que el inversor puede entregar a la red o a los dispositivos eléctricos. Representa la capacidad de generación de energía del inversor en condiciones estándar.

- Rendimiento máximo y europeo, el primero es el porcentaje máximo de eficiencia con la que el inversor convierte corriente continua en corriente alterna utilizable y el rendimiento europeo tiene en cuenta las condiciones climáticas típicas de Europa.

- Número de MPPT y entradas por MPPT, los MPPT son los seguidores de puntos de máxima potencia que optimizan la producción del panel al encontrar el punto de máxima potencia para cada uno y cada entrada se asocia a un grupo de paneles similares para hacer la optimización más eficiente.

- Intensidad de entrada máxima por MPPT indica la corriente máxima continua que cada seguidor MPP puede soportar.

| | <i>Fronius Eco 25.0-3-S</i> | <i>Canadian Solar CSI-25K-T400GL03-E</i> | <i>Huawei 25kW SUN2000-25KTL-M5</i> |
|------------------------------------------------|-----------------------------|------------------------------------------|-------------------------------------|
| <i>Tensión de entrada máx. (V)</i> | 1000 | 1100 | 1100 |
| <i>Tensión de entrada mín. (V)</i> | 580 | 180 | 200 |
| <i>Potencia nominal CA (W)</i> | 25000 | 25000 | 25000 |
| <i>Rendimiento máximo (%)</i> | 98,2 | 98,5 | 98,4 |
| <i>Rendimiento Europeo (%)</i> | 98 | 98,1 | 98,2 |
| <i>Nº de MPPT</i> | 1 | 3 | 2 |
| <i>Entradas por MPPT</i> | 1 | 2 | 2 |
| <i>Intensidad de entrada máx. por MPPT (A)</i> | 44,2 | 32 | 30 / 20 |
| <i>Precio (€)</i> | 2990 | 2785 | 2470 |

Tabla 4. Parámetros de los inversores a comparar.

En la Tabla 4 se recopilan las propiedades de los tres inversores seleccionados, Fronius Eco 25.0-3-S, Canadian Solar CSI-25K-T400GL03-E y Huawei 25kW SUN2000-25KTL-M5. Por lo general son muy similares entre ellos pero el dispositivo de la marca Fronius parece escaparse del presupuesto teniendo en cuenta que solo dispone de una entrada de mppt, por lo que sería inicialmente descartado. La elección final entre los inversores que restan depende en gran parte de la disposición y configuración de los paneles ya que son similares en muchos parámetros menos en el número de mppt y se detallará en el capítulo 4 ‘solución adoptada’.

3.4.6. Disposición de los paneles

Por último debemos conocer de qué manera podemos disponer los paneles para sacar el máximo beneficio posible. El presente proyecto se realizará en una cubierta a dos aguas de 971,7m² de 5º de inclinación con una mitad orientada al noroeste y otra al sudeste. Los módulos se situarán en la cara sudeste del techo de la nave para una mayor exposición a la radiación solar. Ahora se plantean dos posibles opciones: instalar las placas de manera coplanar a la cubierta o buscar en el mercado unos soportes que nos acerquen al ángulo de inclinación óptimo con el que captaremos la máxima radiación solar posible, orientándolos al sur.

En los gráficos de barras siguientes extraídos de la plataforma de simulación de instalaciones fotovoltaicas PVGIS se ha podido simular estos dos tipos de configuraciones, para el primer gráfico de barras se ha introducido en el programa para una inclinación de 5º y una orientación de 300º (azimut), simulando una instalación coplanar al tejado de la nave. Para el segundo, el software aproximó la pendiente total óptima que deben tener los módulos dando

como resultado 37º y una orientación de 5º. Tras una búsqueda en el mercado de soportes solares se haya un soporte válido para el Jinko Solar Tiger Neo que ofrece la posibilidad de inclinar 30 grados el panel. Instalando el soporte Sunfer 11V4 sobre la cubierta de 5º obtenemos un sistema con una inclinación de 30º orientado casi totalmente hacia el sur (5º).

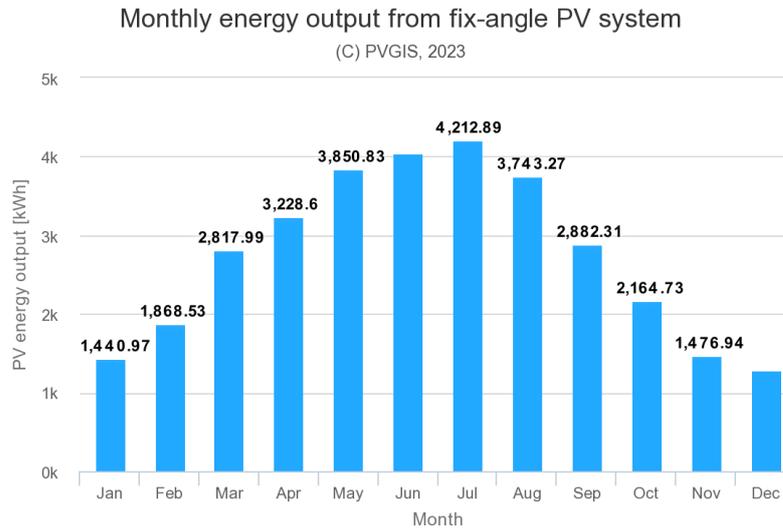


Ilustración 18. Estimación de producción eléctrica mensual con una instalación coplanar.
Fuente: PVGIS.

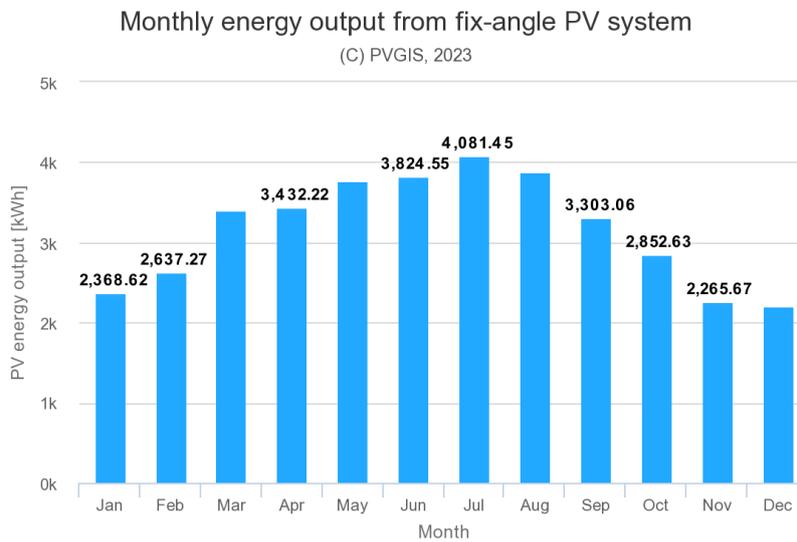


Ilustración 19. Estimación de producción eléctrica mensual con una instalación inclinada 31º y azimut 5º.
Fuente: PVGIS.

Cuando los paneles se colocan de manera coplanar en el tejado captan considerablemente más radiación en los meses de verano como Julio o Agosto, sin embargo, en los meses de invierno la producción de energía decae demasiado como para acercarse a abastecer las necesidades en meses como Diciembre o Enero. Mientras que si se hace uso de un sistema fotovoltaico en el que se colocan los soportes Sunfer 11V4 inclinando y orientando los

paneles correctamente la instalación será capaz de hasta duplicar la producción en la época más crítica con respecto a la anterior configuración obteniendo una producción más regular durante todo el año. Si es cierto que con esta alternativa se sacrifica un porcentaje de la producción eléctrica veraniega con respecto a la configuración coplanar pero el cliente requiere que se cubra el mayor porcentaje de la demanda eléctrica posible durante todo el año, lo que no nos deja otra opción más que escoger la alternativa que representa la segunda ilustración.

CAPÍTULO 4. SOLUCIÓN ADOPTADA

El presente capítulo se enfocará en la elección final del diseño y configuración de la instalación fotovoltaica para la empresa Resmat S.L. ubicada en el municipio de Artés. Tras haber valorado rigurosamente las diversas alternativas en el anterior capítulo, se ha seleccionado cuidadosamente la solución óptima y rentable para llevar a cabo la transición energética del sistema de consumo de la compañía y en este capítulo se justificarán debidamente. La decisión final se basa en un enfoque integral poniendo por delante los requisitos establecidos por el cliente y los conocimientos objetivos sobre ingeniería. De esta manera se han considerado los diferentes sistemas de autoconsumo, tecnologías de los módulos solares, tipo de inversores y condiciones de disposición de los paneles, cada aspecto justificado detalladamente con sus cálculos correspondientes y necesarios. La elección resuelve las necesidades demandadas por Resmat S.L. además de resaltar los beneficios económicos y medioambientales, sentando las bases para una instalación sostenible, eficiente y de alto rendimiento.

4.1. SISTEMA DE AUTOCONSUMO SELECCIONADO

El primer punto por establecer es el tipo de instalación que se suministrará a la compañía, esta será una instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes conectado a la red eléctrica. Debido a que el sistema de generación irá destinado a un negocio se requiere un suministro estable y seguro que garantice que la empresa funcione con la misma normalidad con la que operaba cuando únicamente se abastecía de la red eléctrica, por eso es necesario realizar la conexión para que esta inyecte electricidad a la empresa en los momentos en los que no dispongamos de suficiente radiación. Las instalaciones aisladas con sistemas de almacenamiento no brindan la misma seguridad y estabilidad debido a los problemas de eficiencia que poseen estas tecnologías que aún tienen un elevado porcentaje de pérdidas incompatibles con un negocio en constante funcionamiento.

Tras llegar a la conclusión de conectar un sistema con excedentes a la red, que no dispondrá de ningún tipo de almacenamiento eléctrico se debe resolver qué hará la empresa con dichos excedentes, se presentan dos opciones:

-Con vertido: Una vez se consigan los permisos y se cumplan las condiciones legales se deberá llegar a un acuerdo con la distribuidora de energía eléctrica para poder vender los excedentes y recibir una compensación en la factura a final de mes.

-Sin vertido: será necesario adquirir un sistema anti vertido para que el flujo de energía eléctrica se dirija al consumidor y no a la red eléctrica.

Bajo un criterio económico descartaremos el sistema anti vertido que supondría un gasto innecesario conociendo que se puede reducir ligeramente la factura eléctrica en los meses de verano que son en los que más excedentes se generan.

4.2. MÓDULO SELECCIONADO

Anteriormente, se seleccionaron cinco posibles módulos solares candidatos de cinco de los fabricantes más destacados y mejor establecidos en el mercado a nivel internacional. Todos garantizaban las mejores prestaciones que un panel solar puede ofrecer y todos ellos eran muy semejantes entre sí pero al final del apartado 3.4.4. se escogió el Jinko Solar Tiger Neo JKM420N-54HL4 por ser la opción que parecía más segura y rentable en relación calidad-precio, de entre el resto de paneles. En el presente apartado lo veremos con más detalle.

www.jinkosolar.com



Tiger Neo N-type
54HL4-(V)
410-430 Watt
 MONO-FACIAL MODULE

N-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

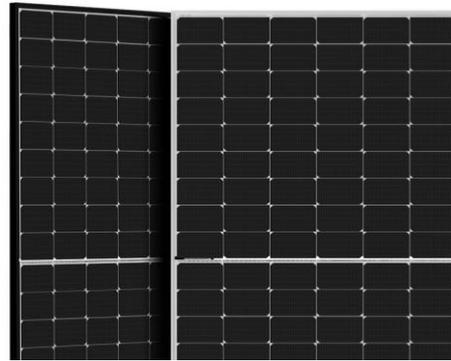


Ilustración 20. Módulo fotovoltaico Jinko Solar Tiger Neo JKM420N-54HL4.

Fuente: ficha técnica.

| Características | Tecnología | Potencia (Wp) | nºcélulas | Voc (V) | Isc (A) | Eficiencia (%) | Tolerancia (%) | Peso (kg) | Dimensiones (mm) | Precio (€) |
|-----------------|------------|---------------|------------|---------|---------|----------------|----------------|-----------|------------------|------------|
| | Mono | 420 | 108 (6x18) | 38,11 | 14,07 | 21,51 | 0-3 | 22 | 1722x1134x30 | 170,61 |

Tabla 5. Especificaciones del módulo fotovoltaico Jinko Solar Tiger Neo JKM420N-54HL4.

Fuente: Ficha técnica.

En la tabla anterior se recopilan únicamente las características más destacadas del módulo escogido, la ficha técnica completa será adherida en el documento 'Anexo II'.

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

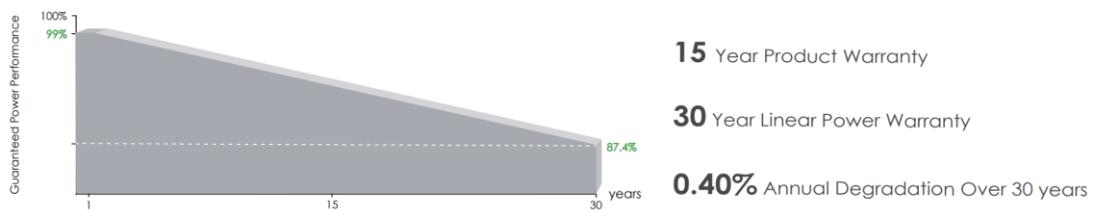


Ilustración 21. Garantía de potencia en 30 años del módulo Jinko Solar Tiger Neo JKM420N-54HL4.
Fuente ficha técnica.

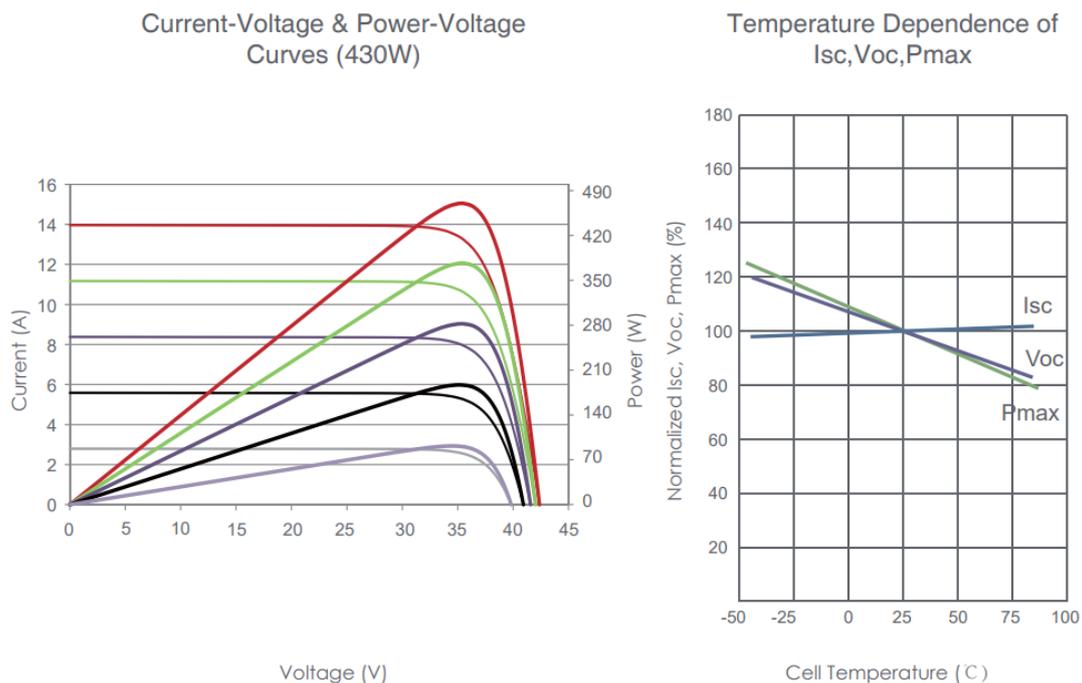


Ilustración 22. Curvas de funcionamiento corriente-voltaje y potencia-voltaje del Jinko Solar Tiger Neo JKM420N-54HL4.
Fuente: ficha técnica.

Ilustración 23. Gráfica de dependencia de temperatura del Jinko Solar Tiger Neo JKM420N-54HL4.
Fuente: ficha técnica.

Estas son las características que hacen especial al módulo seleccionado de entre el resto:

La gama de módulos Jinko Solar Tiger Neo 54HL4 utiliza tecnología Super Multi Busbar (SMBB), un sistema de conexión de celdas solares innovador en el que básicamente se utilizan múltiples barras de cobre o plata para disminuir la resistencia eléctrica del circuito que compone el módulo con el fin de aumentar la eficiencia del panel, mejorar la tolerancia al sombreado y reducir puntos de calor que puedan poner en riesgo la integridad de la placa.

También dispone de una gran resistencia en contra de la degradación inducida por potencial (PID Resistance), se trata de unas corrientes parásitas que se generan en los paneles

fotovoltaicos y llevan a los captadores a perder rendimiento y hasta un 30% de la potencia del equipo, de no disponer de esta tecnología de resistencia la instalación se vería perjudicada con un aumento significativo de las pérdidas que supondrían un coste considerable para el cliente.

4.3. INVERSOR

El inversor que finalmente será utilizado para el proyecto será el Canadian Solar CSI-25K-T400GL03-E, por encima del Fronius Eco 25.0-3-S y del Huawei 25kW SUN2000-25KTL-M5. La principal razón por la que se ha elegido este modelo es porque posee 3 MPPT o seguidores del punto de máxima potencia, siendo el inversor que más seguidores tiene de entre los seleccionados previamente. El motivo por el que se ha elegido el inversor con más seguidores es por la gran flexibilidad que aporta a la instalación cada uno de los MPPT, es decir, cada seguidor ayudará en el aumento de producción de energía eléctrica, por un lado porque la instalación podrá soportar más paneles solares y por otro porque mejorará la optimización del funcionamiento de cada panel, reduciendo las pérdidas de energía. Pese a que el modelo de Huawei sea más barato, es posible que al disponer de menos MPPT sea necesario adquirir una segunda unidad que acabaría saliendo significativamente más cara. Aunque dos unidades de Huawei 25kW SUN2000-25KTL-M5 podrían parecer una mejor opción si el cliente tiene pensado una futura expansión, una unidad extra de un inversor con más MPPT brindaría más versatilidad y adaptabilidad a nuestro sistema de generación.



Ilustración 24. Inversor Canadian Solar CSI-25K-T400GL03-E.
Fuente: ficha técnica.

| Características | Tensión de entrada máx. (V) | Tensión de entrada mín. (V) | Potencia nominal CA (W) | Rendimiento máximo (%) | Rendimiento Europeo (%) | Nº seguidores MPP | Entradas por MPPT | Intensidad de entrada máx. por MPPT (A) | Precio (€) |
|-----------------|-----------------------------|-----------------------------|-------------------------|------------------------|-------------------------|-------------------|-------------------|-----------------------------------------|------------|
| | 1100 | 180 | 25000 | 98,5 | 98,1 | 3 | 2 | 32 | 2785 |

Tabla 6. Especificaciones del inversor Canadian Solar CSI-25K-T400GL03-E.
Fuente: Ficha técnica.

En la tabla anterior se recopilan únicamente las características más destacadas del inversor escogido, la ficha técnica completa será adherida en el documento 'Anexo II'.

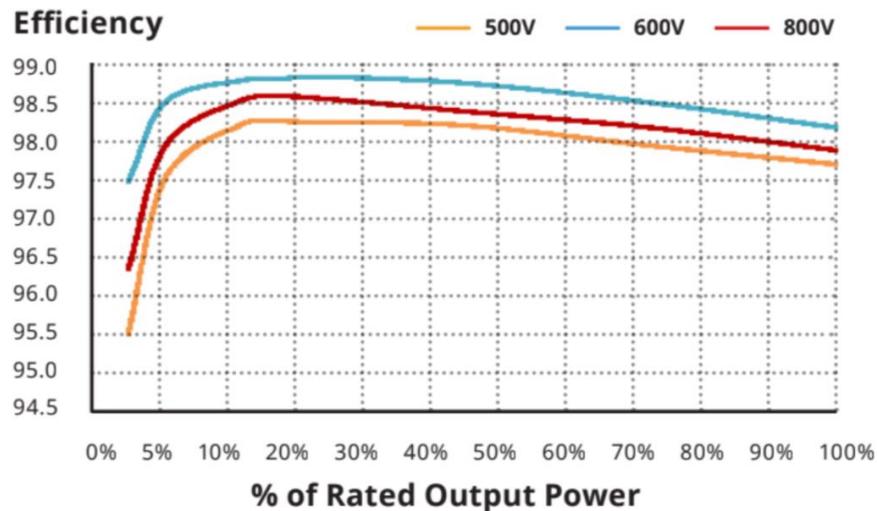


Ilustración 25. Curvas de eficiencia del inversor Canadian Solar CSI-25K-T400GL03-E. Fuente ficha técnica.

El inversor resulta ser una opción equilibrada y eficiente con una potencia nominal de 25kW y un elevado rendimiento. En la gráfica anterior extraída de la ficha técnica del dispositivo se observa que para sacar la máxima eficiencia del inversor es muy importante que el porcentaje de potencia nominal de salida o el porcentaje de carga del dispositivo supere el 10% y que la tensión de trabajo se aproxime todo lo posible a 600V para así poder llegar a extraer una eficiencia del 98%.

Por último, cabe destacar que el inversor será instalado dentro de la nave, refugiado de cualquier superficie inflamable o que pueda poner en riesgo la integridad del dispositivo. Será instalado en una pared a la altura de los ojos y de fácil acceso para la lectura de la pantalla.

4.4. GENERADOR FOTOVOLTAICO

Una vez se ha seleccionado un módulo y un inversor con el que poder realizar un sistema de generación eficiente y rentable se debe estudiar en primer lugar las posibles configuraciones de conexiones de los paneles para que puedan proporcionar una potencia que se acomode tanto a las necesidades que demanda la empresa como a las condiciones de contorno que la cubierta nos permita. Cabe recordar que la potencia pico y la tensión en dicho punto de máxima potencia deben aproximarse a 25kWp y 600V respectivamente para que el sistema cumpla con la demanda de los meses más críticos y se aproveche el rendimiento del inversor, siempre que el resto de voltajes e intensidades permanezcan estables dentro de los límites del inversor en cualquier tipo de situación climatológica que se produzca.

A partir de los datos de los dispositivos seleccionados se pasará a acotar el número de paneles y cadenas de paneles que son posibles configurar para lograr un sistema con las condiciones descritas anteriormente.

$$N_{serie,max} = \frac{V_{DC,max,inv}}{V_{OC,mod}} = \frac{1100}{38,11} = 28,863 \approx 28 \text{ paneles}$$

$$N_{serie,min} = \frac{V_{DCmin,inv}}{V_{mpp,mod}} = \frac{180}{31,51} = 5,712 \approx 6 \text{ paneles}$$

$$N_{paralelo,max} = \frac{I_{DC max,inv}}{I_{mpp,mod}} = \frac{96}{13,33} = 7,201 \approx 7 \text{ cadenas de paneles}$$

Donde:

-Nserie,max/min: Número máximo/mínimo de paneles en serie que soporta el inversor.

-Vdc max/min, inv: Tensión de entrada máxima/mínima del inversor en V.

-Voc, mod: Tensión de circuito abierto del módulo en V.

-Vmpp, mod: Tensión del punto de máxima potencia del módulo en V.

-Nparalelo, max: Número máximo de cadenas de paneles que soporta el inversor.

-Idc max, inv: Intensidad de entrada máxima del inversor en A.

-Impp, mod: Intensidad del punto de máxima potencia del módulo en A.

Todos los datos anteriormente utilizados se pueden encontrar en las respectivas fichas técnicas adheridas en el documento 'Anexo II'.

A continuación, se procede a iterar las posibles configuraciones que el sistema de generación puede adoptar sabiendo que no puede haber más de 7 cadenas de paneles o strings y en cada una de ellas no puede haber más de 28 paneles ni menos de 6.

| Configuración | Serie | Strings | Voc (V) | Vmpp (V) | Impp (A) | Pi (Wp) | nº paneles |
|---------------|-------|---------|---------|----------|----------|-----------|------------|
| 1 | 28 | 2 | 1067,08 | 882,28 | 26,66 | 23521,585 | 56 |
| 2 | 25 | 3 | 952,75 | 787,75 | 39,99 | 31502,123 | 75 |
| 3 | 20 | 3 | 762,2 | 630,2 | 39,99 | 25201,698 | 60 |
| 4 | 19 | 3 | 724,09 | 598,69 | 39,99 | 23941,613 | 57 |
| 5 | 15 | 4 | 571,65 | 472,65 | 53,32 | 25201,698 | 60 |
| 6 | 12 | 5 | 457,32 | 378,12 | 66,65 | 25201,698 | 60 |
| 7 | 10 | 6 | 381,1 | 315,1 | 79,98 | 25201,698 | 60 |

Tabla 7. Posibles configuraciones del generador fotovoltaico.

Se han estudiado 7 configuraciones diferentes de las que solo una será seleccionada. En primer lugar se descartan las configuraciones 1 y 4 ya que no abastecerían a la empresa de la

que se ha estimado previamente que necesitará una potencia instalada mínima de 25kWp, no obstante, la configuración 2 también debe ser descartada porque generará muchos excedentes que el cliente no desea como se redactó en el apartado de requisitos, además el voltaje de máxima potencia se acerca a la curva de 800V con la que se perdería eficiencia. En segundo lugar, descartamos las configuraciones 5, 6 y 7 porque su valor de tensión de máxima potencia es muy inferior a 600V. En conclusión, la configuración seleccionada será la número 3 que dispondrá de 3 cadenas de 20 paneles cada una con un total de 25201Wp de potencia instalada. Esta opción aprovechará cada uno de los 3 MPPT que el inversor Canadian Solar dispone por lo que la empresa se ahorrará los costes de una segunda unidad.

4.5. ANÁLISIS DE CUBIERTA, SOMBRAS, DISPOSICIÓN Y ESTRUCTURA SOPORTE

Al final del capítulo 3 se compararon dos potenciales modelos de montaje posibles sobre la cubierta de la nave, después de valorar los datos de irradiancia que podrían llegar a los paneles solares en los diferentes meses del año se llegó a la conclusión de tomar la opción de optimizar lo posible el ángulo de inclinación y orientación de los paneles. Para llevar a cabo este modelo se asume una importante inversión en el sistema de montaje que será necesario diseñar.

La cubierta de la nave industrial a dos aguas de 44x22 metros y diseño trapezoidal, se encuentra construida con acero galvanizado lo que le confiere una sólida resistencia a las adversidades climáticas y a la corrosión. La nave tiene un diseño a dos aguas y una ligera inclinación de 5º en la cubierta la cual su perímetro está rodeado por una pequeña pared de no más de un metro. El gran espacio que abarca tan solo la cara sureste de la nave con 485,85m² puede resultar en una mayor capacidad de generación de energía, además de distribuir las cargas de los paneles solares y los soportes de manera equitativa minimizando las pérdidas por sombras, que se verán más adelante en este apartado, y maximizando la estabilidad y seguridad del proyecto.

Ahora se procederá al diseño de la disposición del sistema de montaje sobre la cara sureste de la cubierta. Este montaje tendrá como premisa principal colocar los 60 paneles en 3 strings diferentes y todos ellos con un azimut de 5º, teniendo en cuenta la pendiente de 5º de la superficie de instalación. La cara sureste del tejado tiene unas dimensiones de 44m de largo y 11m de ancho, en primera instancia se colocarán 9 filas de 7 y 6 paneles, es decir, tres filas por string, dos de 7 y una de 6. Cada fila tendrá solo una altura y todos los módulos colocados uno al lado del otro en forma de retrato (verticalmente) pero separados 2cm entre sí, por lo que cada fila de 7 módulos tendrá una longitud total de 8,06m y cada fila de 6 módulos 6,91m sabiendo que cada módulo mide 1,134m de ancho. El software de PVSyst con el que se realizarán todas las simulaciones de la instalación durante el proyecto permite realizar una construcción de la escena virtual en el que se puede ver el dimensionamiento de los módulos que ayuda a confirmar que las proporciones de la cubierta son más que suficiente grandes para albergar la instalación. Además, PVSyst facilita el cálculo tanto de la inclinación real como el del azimut nominal con el que se necesita disponer los paneles en una superficie inclinada para lograr la orientación deseada, el resultado del azimut nominal para orientar los módulos a un azimut real de 5º es de 13,6º y el de la inclinación real 30,4º.

| Orientación | |
|-------------------------------|-------------|
| Inclinación nominal | 30.0 ° |
| Azimut nominal | 13.6 ° |
| Pendiente de la línea de base | -5.0 ° |
| Inclinación / azimut real | 30.4 / 5.0° |

Ilustración 26. Inclinación y azimut real.
Fuente: PVSyst.

Como se ha comentado en anteriores apartados se ha optado por una estructura soporte prefabricada que aportará a los paneles una inclinación extra de 30°, se trata del kit soporte Sunfer 11V4 de fácil instalación sobre las correas de las cubiertas hechas de chapa. Esta estructura soporte tiene dos variedades kit o ps en función del tamaño del módulo, para el presente caso se hará uso de la opción 'pequeña' kit que permite la instalación de módulos de hasta 2279x1150mm. Un lote de una estructura de 4 módulos de capacidad cuesta alrededor de 256€ por lo que la inversión total sería de unos 3800€, una de las ventajas de este modelo es que los kit son capaces de unirse los unos a los otros para formar la fila de módulos que se desee. Aquí una pequeña recopilación de las propiedades de la estructura extraídas de la ficha técnica que se encuentra adherida en el documento 'Anexo II':

- Válido para módulos de 30 a 45mm de espesor.
- Inclinaciones estándar de 15 y 30°.
- Capaz de resistir rachas de viento de 150km/h.
- Capaz de soportar una carga de nieve de hasta 40kg/m2.
- Materiales: Perfilaría de aluminio EN AW 6005A T6 y Tornillería de acero inoxidable A2-

70.



Ilustración 27. Estructura soporte Sunfer 11V4.
Fuente: ficha técnica.

Acorde con las directrices del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red se calculará a continuación la distancia mínima entre las filas de paneles. La superficie inclinada de la cubierta no presenta objetos que causen sobras por lo que dicha

distancia entre filas será la única tenida en cuenta en el estudio de sombras. En cuanto a el muro de aproximadamente 1m que envuelve la estructura de la cubierta se despreciará en el cálculo de sombras ya que supondrá menos de un 1% de pérdidas del sistema y no es significativo. El cálculo se realizará teniendo en cuenta que la instalación será aplicando una inclinación de 30,4º, no se trata del ángulo óptimo (37º) pero de esta manera se reducirán costes en las estructuras de soporte. La norma recomienda que se garantice por lo menos 4 horas de sol durante el solsticio de invierno y para ello se debe garantizar una distancia mínima de igual al producto de proyección del panel sobre el plano vertical por un factor adimensional dependiente de la latitud de la instalación.

- Cálculo del factor adimensional k:

$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} = \frac{1}{\tan(61 - 41,78806)} = 2,869$$

- Cálculo de la distancia mínima d:

$$d = k \cdot h = 2,869 \cdot 1,722 \cdot \text{sen}(30,4^\circ) = 2,5\text{m}$$

A continuación, se procede al estudio y propuesta del dimensionamiento de la instalación en el tejado de la nave teniendo en cuenta la distancia de las sombras y las indicaciones del manual de la estructura soporte acordes con el EUROCÓDIGO en las que se establecen unas medidas de seguridad que delimitan una zona donde los esfuerzos del viento no son más potentes debido a las turbulencias que se producen cuando las rachas impactan con la infraestructura de la nave.

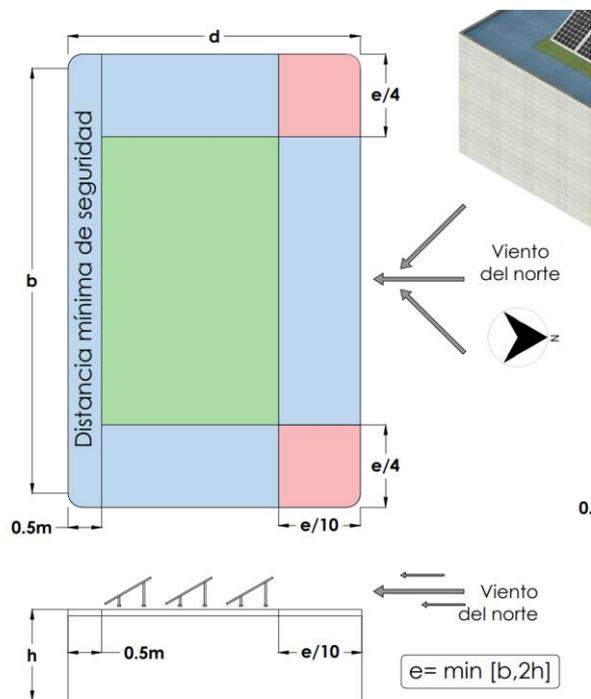


Ilustración 28. Zonas de riesgo de Sunfer 11V4 en la cubierta.
Fuente ficha técnica.

Teniendo en cuenta que $e=18,5m$ llegamos a la conclusión de que la zona de menos riesgo tendrá 34,75m de largo y 8,65m de ancho suficientes para montar las filas de paneles sin problemas y minimizando las pérdidas que las sombras podrían ocasionar de no estar al menos 2,5m separadas entre ellas. Las siguientes imágenes muestran una propuesta de cómo podría plantarse la instalación en la cubierta de la nave, modeladas por PVSyst.

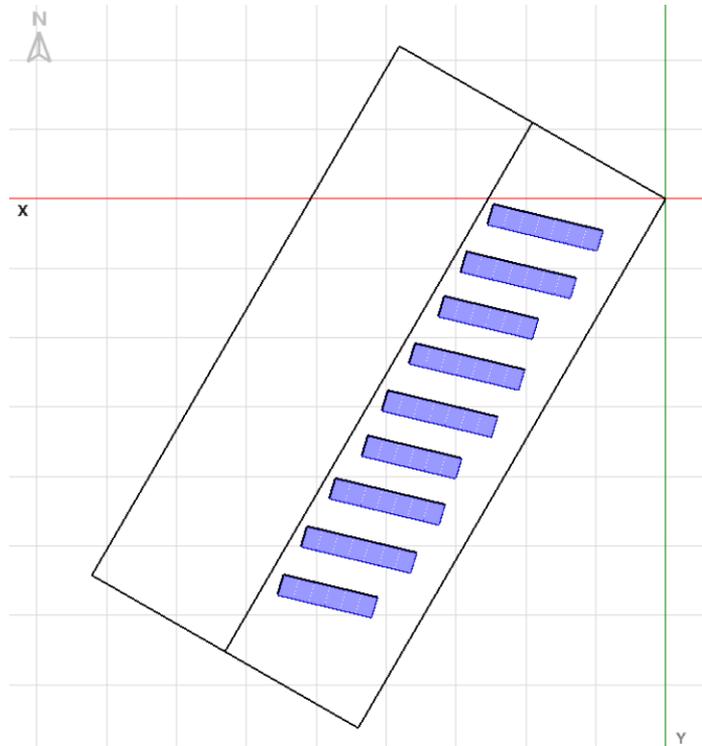


Ilustración 29. Croquis de la instalación fotovoltaica.

Fuente PVSyst.

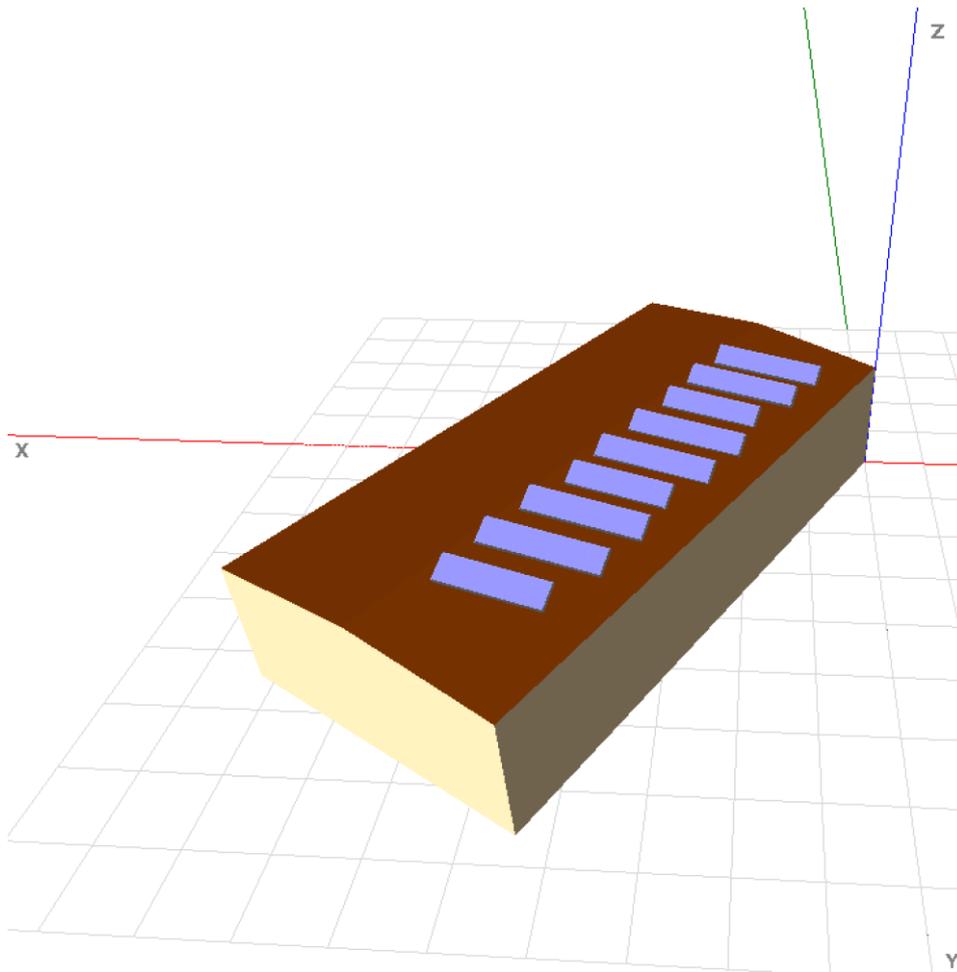


Ilustración 30. Construcción de la escena de la instalación.

Fuente: PVSyst.

4.6. CABLEADO

Al dimensionar el cableado de la planta fotovoltaica, debemos tener en consideración las regulaciones del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT). De esta manera, el proceso de calcular la sección adecuada de un cable implica la determinación de la sección mínima normalizada, cumpliendo con dos condiciones esenciales exigidas por el reglamento:

1. Intensidad máxima admisible: Este aspecto obliga a asegurar que la intensidad máxima que circula por la instalación en condiciones normales no supere la capacidad de la sección del cable en términos de intensidad admisible.
2. Caída de tensión máxima permitida: Conforme a las recomendaciones del Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE), los conductores deben tener una sección que asegure que la caída de tensión sea inferior al 1,5% en la parte de corriente continua (DC) y por debajo del 2% en la parte de corriente alterna (AC).

Junto a estas condiciones, es importante tener en cuenta las siguientes recomendaciones del IDAE:

-Se sugiere que las secciones mínimas de los cables de cada línea sean, como mínimo, de 2,5mm² desde el generador hasta el regulador.

-Si las tensiones nominales en corriente continua superan los 48V, es necesario conectar los marcos metálicos de los módulos y la estructura a una toma de tierra que sea coincidente con el resto de la instalación.

Para llevar a cabo el cálculo de las secciones del cableado, se requiere contar con los datos precisos acerca de las tensiones, intensidades y longitudes de cada segmento de la instalación, al desconocer el interior de la nave industrial este último dato será estimado. Dividiremos el dimensionamiento en dos partes, la primera será la conexión entre módulos e inversor y la segunda la conexión entre inversor y la red.

Sección cable de conexión entre módulos fotovoltaicos e inversor solar.

Toda esta parte del cableado trabajará en corriente continua y comprenderá desde la salida del string de módulos más alejado hasta el inversor. Los paneles se conectarán entre sí con el cable TÜV certificado de 4mm² que viene incorporado en el panel, incluyendo los paneles de la misma rama que se encuentran en filas de módulos diferentes ya que se puede demandar al proveedor una cantidad de cable personalizada. Para hallar la sección de los cables utilizaremos el criterio de caída de tensión y el criterio térmico.

Criterio de caída de tensión

Para este criterio se hará uso de la siguiente fórmula:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{125\%} \cdot \rho}{\Delta V_{max}}$$

Donde:

-S: sección teórica mínima admisible del conductor en mm².

-L: longitud total del conductor en m.

-I: intensidad de cortocircuito del módulo mayorada en A.

-ρ: resistividad en Ω·mm²/m.

-ΔV_{max}: caída de tensión máxima admisible.

La resistividad tomará el valor de 0,02198 Ω·mm²/m ya que se utilizarán conductores de cobre a 90°C para toda la instalación debido a su alta resistencia a la corrosión junto con aislante XLPE.

Dicho cálculo se realizará únicamente para el string de paneles ligeramente más alejado que a efectos de cálculo será el que demande una sección más restrictiva y se adquirirá el mismo conductor para las otras dos ramas restantes.

En el proceso de cálculo se establecerá un umbral máximo de caída de tensión más restrictivo de lo que establece la normativa para garantizar que la tensión se mantenga por debajo del límite permitido, el porcentaje de caída de tensión utilizado será de 0,5%. Conforme se estipula en las directrices ITC-BT40 y en la normativa UNE 20460-7-712, el cableado debe

tener la capacidad de soportar una intensidad de un 125% mayor a la intensidad máxima en situaciones de cortocircuito. Este enfoque asegura condiciones de operación confiables y seguras.

| L (m) | I_n (A) | $I_{125\%}$ (A) | V_n (V) | ΔV (%) | ΔV_{max} (V) | S_{teo} (mm ²) | S (mm ²) |
|-----------|-----------|-----------------|-----------|----------------|----------------------|------------------------------|------------------------|
| 25 | 13,33 | 16,66 | 630,2 | 0,5 | 3,151 | 5,81 | 10 |

Tabla 8. Datos y resultados del cálculo de la sección del cableado en continua con el criterio de caída de tensión.

Se ha decidido mayorar la sección del conductor de esta línea ya que 5,81mm² es una sección que se aproxima peligrosamente a 6mm² que es la sección normalizada que podría instalarse, así que con objeto de reducir las pérdidas de la línea y añadir un grado más de seguridad a la instalación se ha decidido escoger un conductor con 10mm² de sección. A continuación, se calculan las pérdidas de potencial del tramo de cableado de corriente continua de tan solo una cadena de módulos o string:

$$\Delta P_{DC} = R \cdot I_{DC}^2 = \rho \frac{2 \cdot L}{S} \cdot I_{DC}^2 = 0,02198 \cdot \frac{2 \cdot 25}{10} \cdot 13,33^2 = 19,528W$$

Al tener 3 strings:

$$\Delta P_{DC,TOTAL} = 3 \cdot 19,528 = 58,584W$$

Dicho tramo de la instalación tendrá aproximadamente 58,6W de pérdidas que teniendo en cuenta que inicialmente se había estimado que habría 25201,7W de potencia instalada estas pérdidas serán de un 0,232%.

Criterio térmico

Para este criterio se hará uso de la norma técnica UNE-HD 60364-5-52 para el dimensionado de conductores según el REBT. En primer lugar, se consultará la tabla A.52.3 para hallar el método de instalación que más se ajusta al caso, en la instalación se pondrán los cables de cobre con aislante XLPE en tubo por tanto la referencia del método será B1. Sabiendo todos estos datos se consulta la tabla C.52.1 de corriente admisibles en amperios para temperaturas ambientes de que teniendo en cuenta que se quieren instalar un conductor de 10mm² la corriente admisible a priori será de 75A. Sin embargo, debemos tener en cuenta 2 factores el primero, que los circuitos de cada string se agruparán lo que generará una situación más crítica que la anterior y el segundo es que debemos tomar una temperatura de 50°C y no de 30°C ya que estos cables estarán expuestos al Sol, estas dos condiciones harán que la intensidad admisible sea más restrictiva. Para resolver la situación se halla el factor de reducción por agrupamiento de varios circuitos con la ayuda de la tabla B.52.17 donde seleccionamos la disposición 'Agrupados en el aire, sobre una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente' y se obtiene un factor de agrupamiento de $K_a=0,7$, para el factor de temperatura se consulta la tabla B.52.14 de la que se extrae un factor de temperatura $K_t=0,82$. La intensidad admisible quedaría así:

$$I_z = K_t \cdot K_a \cdot I_{tabla} = 0,82 \cdot 0,7 \cdot 75 = 43,05A$$

Se cumple que la intensidad admisible es mayor a cualquier intensidad de la línea por tanto está bien dimensionada.

Sección cable de conexión entre inversor solar y red eléctrica.

Criterio de caída de tensión

Esta parte del cableado irá después del inversor por tanto trabajará con corriente en alterna lo que llevará a la línea a poseer 3 conductores de fase y uno neutro. En este segmento, se estima que la distancia entre la posición del sistema y el punto de enlace con la red abarca 5 metros. Considerando la recomendación de que la caída de tensión en la parte alterna no exceda el 2%, se determina que esta caída de tensión se mantenga en un nivel inferior al 1%.

Para el cálculo de la sección teórica para corriente alterna la fórmula varía respecto de la corriente continua:

$$S = \rho \cdot \frac{L \cdot I_{S,125\%}}{\frac{\Delta V_{max}}{\sqrt{3}}}$$

Donde:

-Is: intensidad máxima de salida AC mayorada, en A.

Antes de poder realizar el cálculo de la sección hallaremos la intensidad máxima de salida AC para mayorarla posteriormente:

$$I_S = \frac{P_i \cdot \mu}{3 \cdot V_{F-N}} = \frac{25200 \cdot 0,985}{3 \cdot 230} = 35,973A$$

[10]

| L (m) | In (A) | I125% (A) | Vn (V) | ΔV (%) | ΔVmax (V) | Steo (mm2) | S (mm2) |
|-------|--------|-----------|--------|--------|-----------|------------|---------|
| 5 | 35,973 | 44,967 | 400 | 1 | 4 | 2,139 | 4 |

Tabla 9. Datos y resultados del cálculo de la sección del cableado en alterna con el criterio de caída de tensión.

Se ha vuelto a tomar el valor de 0,02198 Ω·mm2/m porque como se ha comentado anteriormente se utilizarán conductores de cobre a 90°C con un compuesto de polietileno reticulado como aislante. Ahora se procede al cálculo de pérdidas:

$$\Delta P_{AC} = 3 \cdot R \cdot I_S^2 = 3 \cdot \rho \cdot \frac{L}{S} \cdot I_S^2 = 3 \cdot 0,02198 \cdot \frac{5}{4} \cdot 35,973^2 = 106,66W$$

Este tramo de la instalación tendrá aproximadamente 106,66W de pérdidas que teniendo en cuenta que inicialmente se había estimado que habría 25201,7W de potencia instalada estas pérdidas serán de un 0,423%.

Criterio térmico

Se seguirá exactamente el mismo procedimiento que se utilizó en el tramo que iba de los módulos al inversor con la única diferencia de que en la tabla C.52.1 se escogerá la columna correspondiente para corriente alterna dando como resultado una intensidad admisible de 36A que no cumple con las condiciones que demanda el circuito por lo que se debe corregir la sección aumentándola a 6mm². Esta corrección conlleva a un aumento de la corriente máxima admisible a 46A, resultado válido ya que en esta parte del circuito no se da ninguna condición en especial para que dicho valor deba multiplicarse por un factor de reducción K distinto a 1, debido a que el cableado de este tramo circula por dentro de la nave.

$$I_z = I_{tabla} = 46A$$

$$\Delta P_{AC} = 3 \cdot R \cdot I_s^2 = 3 \cdot \rho \cdot \frac{L}{S} \cdot I_s^2 = 3 \cdot 0,02198 \cdot \frac{5}{6} \cdot 35,973^2 = 71,11W$$

El porcentaje de pérdidas también se vería reducido tras el aumento de sección a un 0,28%.

Se procede a la búsqueda de conductores en el mercado que cumplan las propiedades que la instalación demanda, en conclusión:

- Para las conexiones del circuito de corriente continua que van desde los módulos fotovoltaicos al inversor se adquirirán aproximadamente 255m de **1x10mm² EXZHELLENT® Class SOLAR H1Z2Z2-K** - Libre de halógenos 1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.).
- Para las conexiones del circuito de corriente alterna que van desde el inversor hasta el punto de enlace de la red eléctrica se adquirirán aproximadamente 5m de **1x6mm² EXZHELLENT® Class SOLAR H1Z2Z2-K** - Libre de halógenos 1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.).
- Ambos irán en tubo.

La ficha técnica de los cables se encontrará adherida al documento 'Anexo II' al final del trabajo.

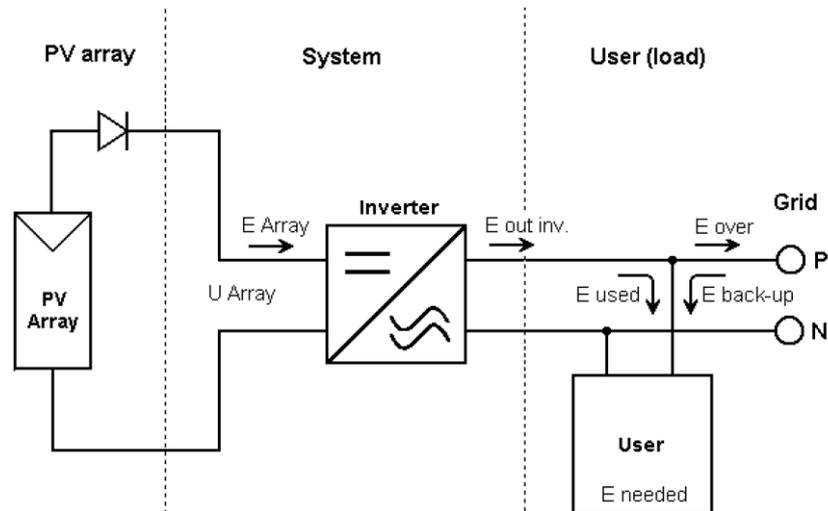


Ilustración 31. Esquema simplificado del sistema.

Fuente: PVSyst.

4.7. PUESTA A TIERRA

La implementación de la puesta a tierra en la instalación se realiza con el propósito de prevenir posibles daños tanto a las personas frente a posibles contactos indirectos, así como para resguardar los equipos de cualquier daño potencial. Con el fin de garantizar una operación segura y en concordancia con la legislación aplicable, se establecen estas medidas de protección siguiendo las indicaciones del ITC-BT-18 del REBT.

Para determinar el valor de la resistencia de puesta a tierra (R_a) se aplica una fórmula específica que relaciona la tensión de contacto máxima ($V_{c,max}$) establecida en 24V y la corriente de defecto (I_d) que viene limitada por el interruptor diferencial del centro de transformación. Para este caso, la ficha técnica del inversor nos indica que está protegido según la norma IEC 62109-1/2 por tanto tomaremos como I_d 300mA.

$$1) R_a \cdot I_d \leq V_{c,max}$$

Como resultado obtenemos $R_a=80\Omega$. Una vez hallada la resistencia de puesta a tierra se decide poner una pica vertical como electrodo la cuál responde a la siguiente fórmula para ser dimensionada:

$$R_{pat} = \frac{\rho}{L}$$

Donde:

- ρ : resistividad media del terreno $200\Omega\cdot m$.

- L : longitud de la pica en m.

Sustituyendo obtenemos que la longitud mínima de la pica vertical será de 2,5m y entre 12 y 20mm de diámetro con el propósito de permitir el flujo de corrientes en caso de defecto sin riesgos tanto para la instalación como para las personas.

El borne de puesta a tierra se instalará en el cuadro de corriente alterna y en este punto se conectarán todos los elementos necesarios de la instalación fotovoltaica.

Finalmente, de acuerdo con las directrices del REBT, se permite el uso de secciones de 25mm². No obstante, para mayor seguridad, se optará por cables de cobre desnudo con una sección de 35mm² encargados de conectar la pica con la puesta a tierra

4.8. PROTECCIONES

En el siguiente apartado se seleccionarán y dimensionarán las protecciones necesarias establecidas por la normas para instalaciones generadoras de baja tensión. Estas protecciones serán adicionales a las protecciones ya incluidas en el inversor.

Protecciones DC

El objetivo de las protecciones de corriente continua es garantizar la integridad y seguridad de los módulos fotovoltaicos, inversor y todo el cableado. Se debe asegurar la protección frente a cortocircuitos y sobrecargas. En este tramo de la instalación es el inversor el responsable de detener el funcionamiento en caso de defectos a tierra, es por eso que el dispositivo integra una serie de protecciones contra las sobretensiones por lo que solo se añadirán los fusibles necesarios y adecuados que cumplan la norma UNE-HD 60364, 4-43 que verifica la protección frente a sobrecargas:

$$I_B \leq I_n \leq I_Z$$

$$I_2 \leq 1,45I_Z$$

Donde:

-I_B: intensidad pico de los módulos en A.

-I_n: intensidad de ajuste del dispositivo de protección en A.

-I_Z: intensidad máxima admisible por el conductor protegido en A.

-I₂: corriente que garantiza el funcionamiento efectivo del dispositivo de protección, en el caso de los fusibles es I₂=1,6·I_n (A).

Las expresiones quedarían:

$$13,33 \leq I_n \leq 43,05$$

$$I_n \leq 41,687$$

La condición que debe cumplir el fusible:

$$13,33 \leq I_n \leq 41,687$$

Necesitaremos 6 fusibles, dos por cada string, homologados y con las certificaciones requeridas que cumplan la anterior condición para proteger la línea de corriente continua. Se escoge el fusible AC-1 gPV de Crady con una I_n de 40A, diseñado para proteger celdas fotovoltaicas.

Protecciones AC

Para este tramo se hará uso de un interruptor magnetotérmico y un interruptor diferencial. Se procede al dimensionamiento del interruptor magnetotérmico, primero frente a sobrecargas siguiendo el mismo procedimiento que para el fusible en la protección en la parte de corriente continua y posteriormente con la protección frente a cortocircuitos:

$$I_B \leq I_n \leq I_Z$$

$$I_2 \leq 1,45I_Z$$

Donde I_b será la corriente máxima de salida del inversor e I_2 en este caso será igual a $1,45 \cdot I_n$ por lo que la segunda inecuación será innecesaria y solo hará falta cumplir la primera condición:

$$41,8 \leq I_n \leq 82$$

Antes de entrar al mercado para comprar un interruptor magnetotérmico necesitamos saber las características necesarias para que este proteja también en caso de cortocircuito:

- 1) $Pdc > I_{cc,max}$
- 2) $I_{cc,min} > I_a$
- 3) $I^2 \cdot t < (K \cdot S)^2$

Donde:

-Pdc: poder de corte en kA.

-Icc: intensidad de cortocircuito en kA.

-Ia: intensidad de actuación del dispositivo de protección en A.

-K: es una constante adimensional del compuesto aislante, para XLPE es 143.

$$I_{cc,max} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot R \cdot L} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot \frac{\rho}{S} \cdot L} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,02198}{10} \cdot 5} = 21,013kA$$

$$I_{cc,min} = 0,5 \cdot I_{cc,max} = 10,506kA$$

$$I_a = 10 \cdot I_n$$

Por tanto el interruptor deberá cumplir los siguientes puntos:

- 1) $Pdc > 21,013kA$
- 2) $10,506kA > 10 \cdot I_n$
- 3) $I^2 \cdot t < (143 \cdot 10)^2$

El interruptor magnetotérmico seleccionado podría ser por ejemplo el Legrand DX3 con 4 polos, intensidad nominal de 80A, poder de corte de 25kA y curva D. Su ficha técnica será adherida al documento 'Anexo II'.



Ilustración 32. Interruptor magnetotérmico Legrand DX3.

Fuente: web Legrand.

A continuación, se procede al dimensionamiento de un interruptor diferencial que protegerá la instalación de cualquier fuga a tierra que se pudiera producir. Estas son las condiciones que tendrá que cumplir respecto al interruptor magnetotérmico ya seleccionado.

- 1) $I_n (\text{Int. diferencial}) \geq I_n (\text{Int. magnetotérmico})$
- 2) $PdC (\text{Int. diferencial}) \geq PdC (\text{Int. magnetotérmico})$

$$1) I_n (\text{Int. diferencial}) \geq 80A$$

$$2) PdC (\text{Int. diferencial}) \geq 25kA$$

El interruptor seleccionado será el Schneider Electric INS250 4P.

4.9. PVSYST

PVSyst ha sido una herramienta de software esencial para el dimensionamiento de la instalación. Gracias a esta herramienta, se ha logrado seleccionar con precisión la disposición de la instalación, crear una escena 3D de ella y calcular las pérdidas aproximadas de la planta fotovoltaica. En el presente apartado se mostrará brevemente como se han llevado a cabo las configuraciones para realizar la simulación con los datos que se han ido calculando a lo largo del proyecto y posteriormente el resultado y análisis energético de dicha simulación.

1.-Orientación

Tras consultar en PVGIS la orientación óptima (azimut 5º) y estudiar la inclinación instalable que más se aproximaba a la inclinación óptima mediante una estructura económica y fiable se insertan los datos en el software.

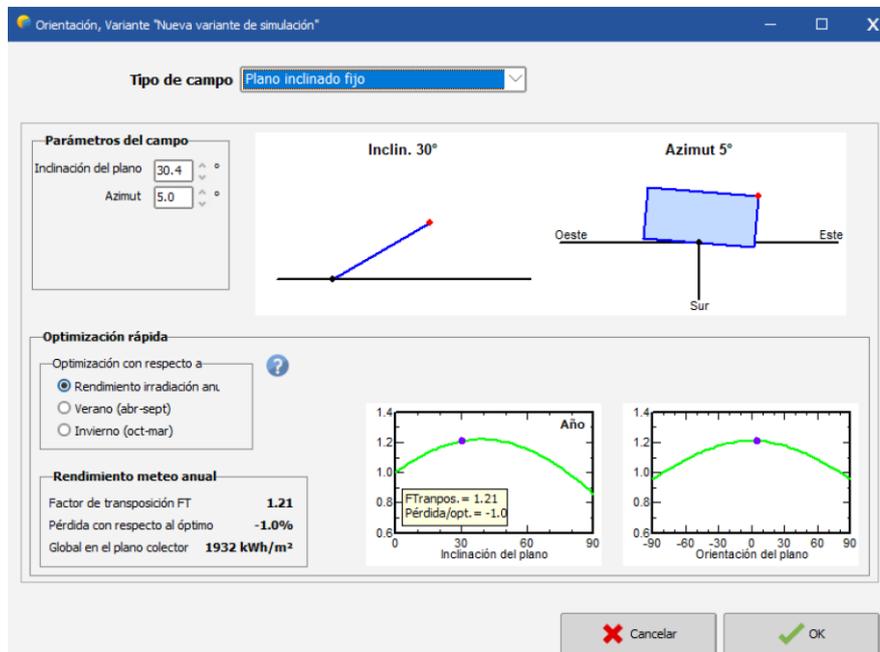


Ilustración 33. Configuración de la orientación.

2.-Definición del sistema

En esta ventana primero se ingresa la potencia que se planea instalar y a continuación las opciones seleccionadas comentadas en el capítulo de 'solución adoptada' para que PVSystem guíe en el dimensionamiento de las cadenas de módulos junto con la correcta asociación del inversor.

The screenshot shows the 'Definición del sistema de red, Variante VCO: Nueva variante de simulación' window. It is divided into several sections:

- Subconjunto:** Includes 'Nombre y orientación del subconjunto' (Nombre: Conjunto FV, Orientación: Plano inclinado fijo, Inclinación: 30°, Azimut: 5°) and 'Ayuda de pre-dimensionamiento' (Ingreso potencia planeada: 25.0 kWp, Área disponible: 117 m²).
- Selección del módulo FV:** Shows 'Jinkosolar 420 Wp 27V Si-mono JKM 200PP-48' with 'Módulos necesarios aprox. 60'. It also displays 'Voltajes de dimensionamiento: Vmpp (60°C) 26.9 V, Voc (-10°C) 42.6 V'.
- Selección del inversor:** Shows 'Canadian Solar Inc. 25 kW 200 - 1000 V TL 50/60 Hz CSI-25K-T400-GL02-E' with 'Potencia del inversor utilizada 25.0 kWca' and 'Utilizar característica multi-MPPT' checked.
- Diseño del conjunto:** Shows 'Núm. de módulos y cadenas' (Mód. en serie: 20, Núm. de cadenas: 3) and 'Condiciones de operación' (Irradia. plano: 1000 W/m², Vmpp (60°C): 539 V, Impp (STC): 40.1 A, Isc (STC): 42.2 A). It also shows 'Potencia nom. conjunto (STC) 25.2 kWp'.

Ilustración 34. Definición del sistema.

3.-Pérdidas del sistema

Para las pérdidas del sistema se han seleccionado los valores por defecto excepto para el envejecimiento de los paneles y el cableado de la instalación ya calculado. Se han definido las pérdidas debidas al envejecimiento según la eficiencia de los módulos solares estimada por el fabricante en la ficha técnica.

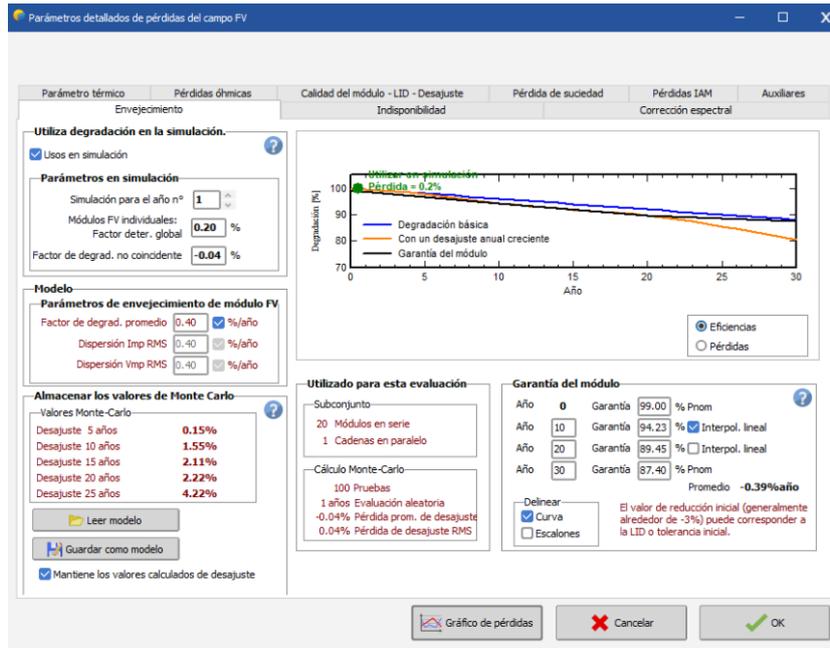


Ilustración 35. Definición de las pérdidas del sistema.

4.-Definición del consumo del usuario

El programa permite cargar los datos de consumo del usuario sin embargo, no ha sido posible poner los datos de 3 perfiles de consumo diferentes que tiene la compañía para los distintos días laborales (6). Como la información de la que se dispone es de días genéricos de cada mes del año, es decir no son 100% precisos ya que cada día la demanda puede cambiar ligeramente, se ha decidido hacer una media de todos estos perfiles de días (con horarios distintos) para aproximarse lo máximo posible, creando así un perfil de día laborable genérico que se ingresa en 'valores por hora' de este apartado.

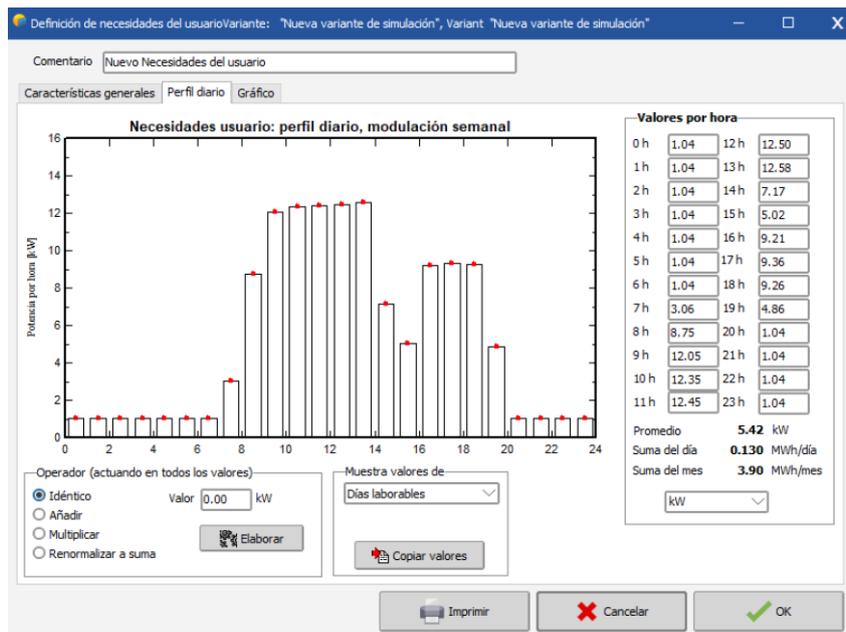


Ilustración 36. Definición del consumo de la empresa.

5.-Sombras

Para el sombreado se ha creado una escena 3D mostrada en anteriores apartados en la que solo se debía tener en cuenta la distancia entre módulos calculada anteriormente ya que alrededor de la instalación no hay ningún tipo de edificio o elemento que interfiera entre el sol y los paneles.

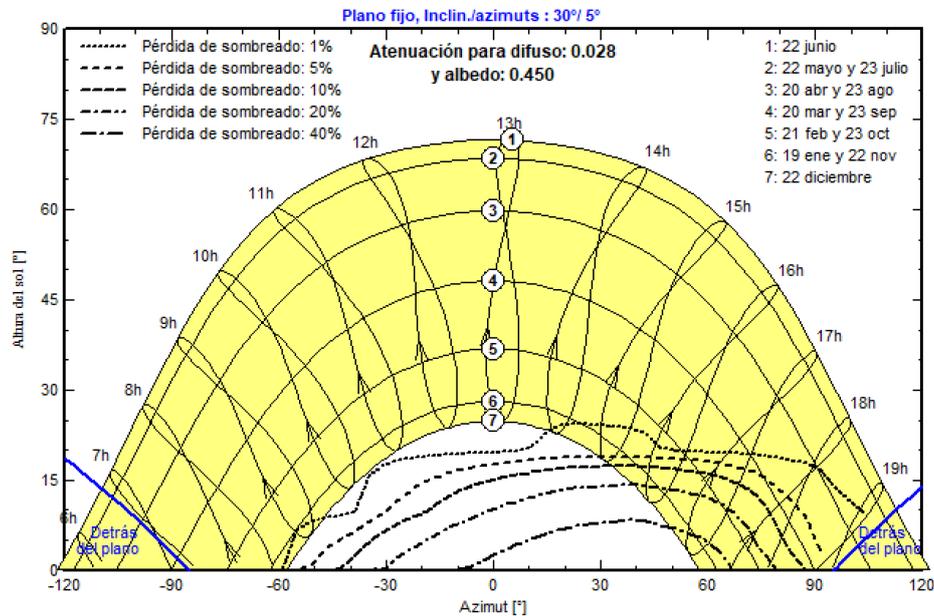


Ilustración 37. Diagrama del factor de sombreado.

Fuente: PVSyst.

6.-Diseño de módulo

Finalmente en este apartado se ha diseñado eléctricamente cada cadena de módulos o strings.

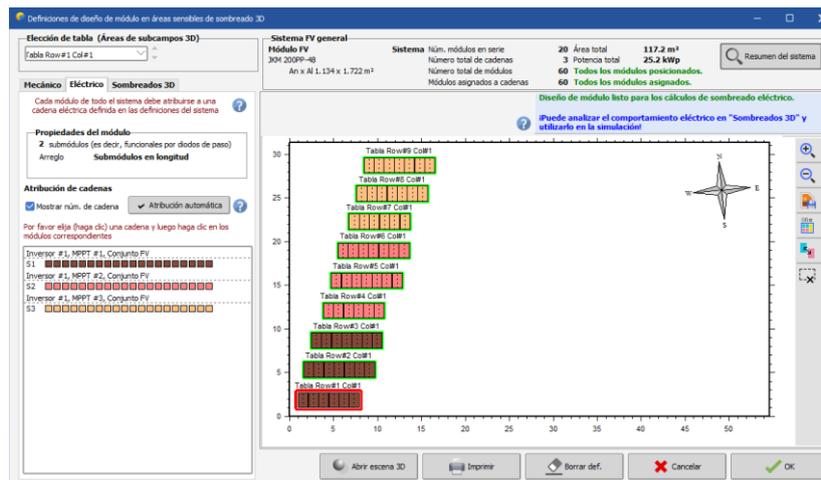


Ilustración 38. Configuración eléctrica de los diferentes strings.

7.-Simulación

Una vez finalizada la simulación el software genera un informe que se ha adherido al final del proyecto. En dicho informe se encuentran una recopilación de gráficas y tablas resultado de todo el proceso anterior, entre ellos destaca el esquema de pérdidas detalladas del sistema fotovoltaico diseñado con el que se puede realizar el análisis energético.

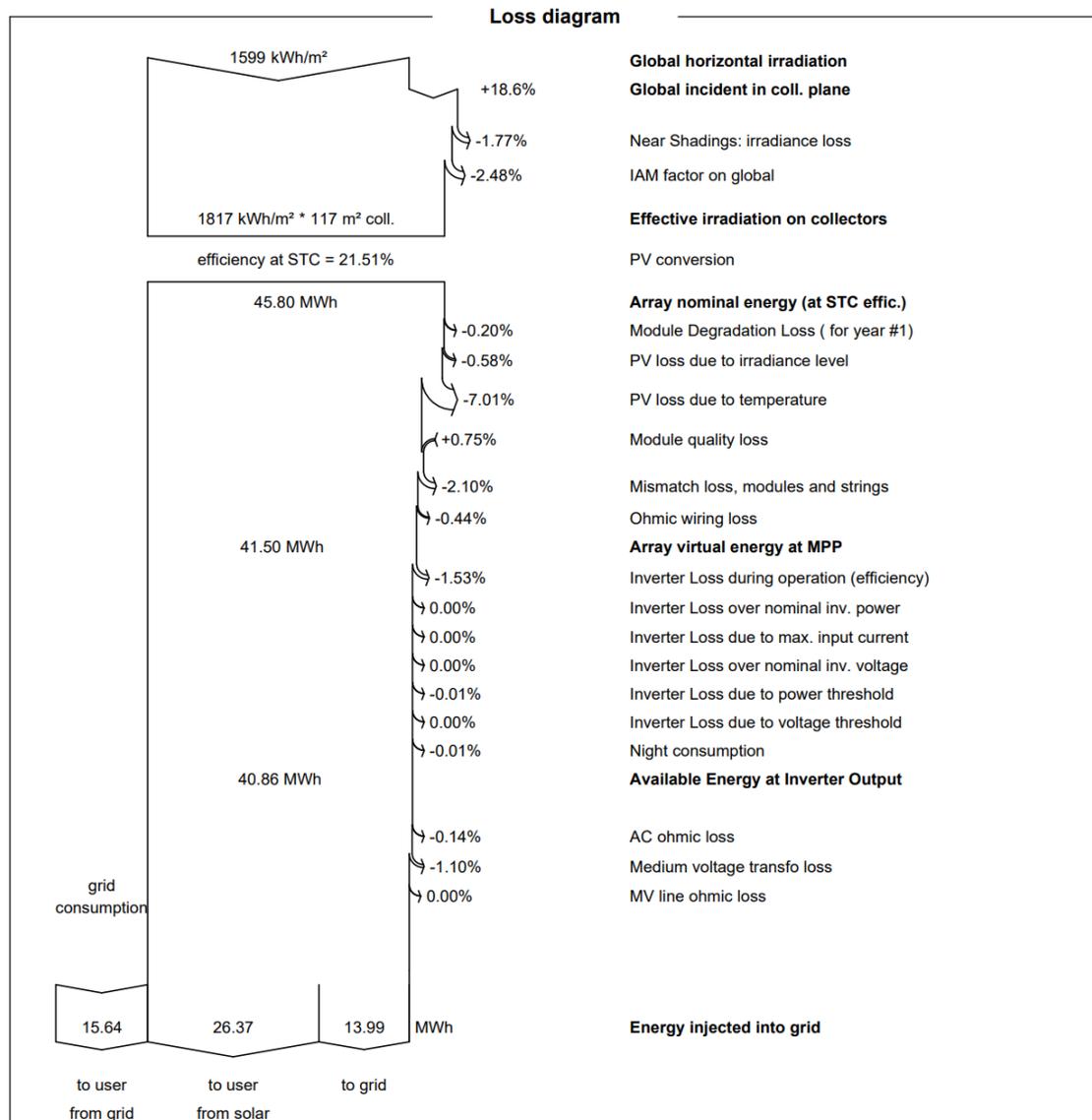


Ilustración 39. Diagrama de pérdidas del sistema.

Fuente: PVSyst.

Este esquema proyecta una visión global de la producción de energía que tendrá el sistema diseñado proporcionando 4 datos muy importantes sobre el primer año de funcionamiento:

- Producción energética que consumirá la propia compañía: 26,37MWh.
- Producción energética excedente que se inyectará a la red: 13,99MWh.
- Consumo energético que inyectará la red a la empresa: 15,64MWh.

La energía producida en el primer año será 40,36MW y la energía demandada por la empresa en un año natural es aproximadamente 42,01MW según la simulación, aunque se debe tener en cuenta que el programa no ha tenido en cuenta los días festivos en los que la empresa no trabaja, lo que justifica que este dato sea un poco más alto de lo normal.

4.10. ANÁLISIS ENERGÉTICO

Entre todos los datos que PVSyst ha sido capaz de calcular se encuentra el Performance Ratio (PR) o rendimiento global de la instalación igual a 0,844 con el que se puede realizar una estimación de la producción energética de cada mes del año a partir de la tabla de irradiancias y la siguiente fórmula:

$$P_{producida} = Irradiancia \cdot horas \cdot \frac{PR \cdot P_i}{1000} = (Irradiancia \cdot horas) \cdot 0,02126$$

Multiplicando 0,02126 por cada valor de la tabla de irradiancia que le llega a unos paneles fijos con inclinación de 30,4º y orientados 5º extraída de PVGIS obtenemos la siguiente gráfica:

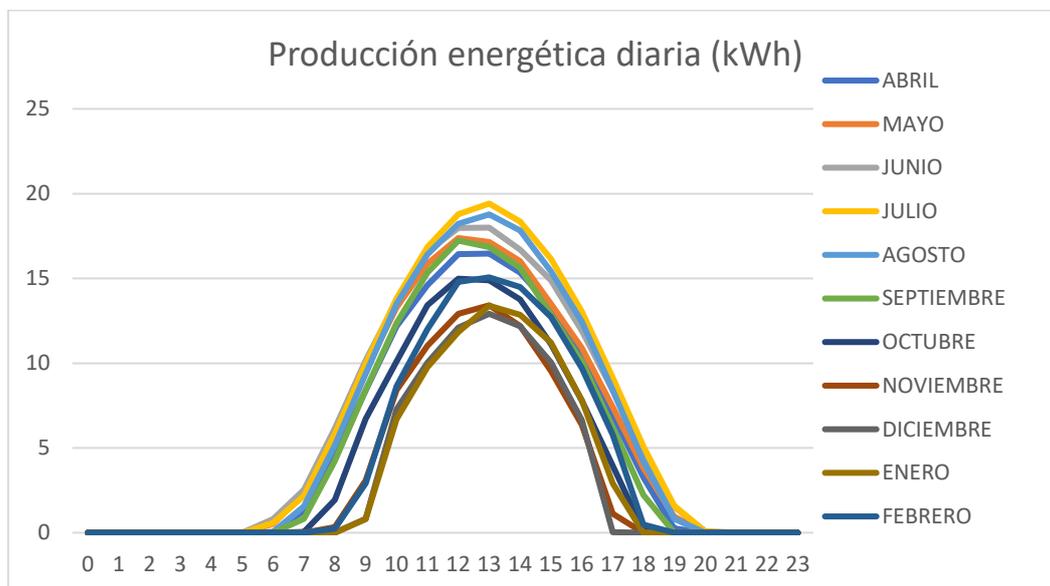


Ilustración 40. Producción energética diaria en los diferentes meses del año.

Noviembre, diciembre y enero son los meses en los que la producción será menor y junio, julio y agosto cuando esta sea mayor debido a la proporcionalidad de esta gráfica con la de la irradiancia.

Una vez simulados y finalizados los cálculos que envuelven la producción de energía de la instalación el primer año de funcionamiento se pasan a contrastar esta información con los datos de consumo que tiene la empresa en los diferentes meses del año para estudiar como se comporta el sistema de manera más precisa.

Para ello, se sabe que en el presente proyecto los consumos varían en función del día de la semana en el que se esté. Por tanto, habrá que desglosar el análisis en cuatro periodos: Días

laborables, viernes, sábados y domingos y festivos, horarios explicados en el apartado 'consumos recopilados'. A continuación, se compara la producción (amarillo) y consumo (naranja) de tres períodos, obviando domingos y festivos en los que el consumo es mínimo y constante. Únicamente se mostraran los datos gráficos de julio, el mes en el que más irradiancia hay al año y diciembre, mes en el que menos irradiancia incide sobre los captadores:

| | MARZO | ABRIL | MAYO | JUNIO | JULIO | AGOSTO | SEPTIEMBRE | OCTUBRE | NOVIEMBRE | DICIEMBRE | ENERO | FEBRERO |
|----|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 6 | 0 | 0,006806 | 0,5202348 | 0,8058748 | 0,5691531 | 0,0482802 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 7 | 0,0971984 | 1,2912288 | 2,29937 | 2,5382186 | 2,1753729 | 1,5460291 | 0,813957 | 0,0440264 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8 | 2,518864 | 4,5908705 | 5,6898294 | 6,1507243 | 5,8070205 | 5,1455608 | 4,2299389 | 1,9388638 | 0,3396627 | 0 | 0 | 0,2367217 |
| 9 | 6,949155 | 8,3981984 | 9,6407217 | 10,163721 | 9,959541 | 9,374649 | 8,407982 | 6,7103064 | 3,0739797 | 0,8282071 | 0,8088525 | 2,917654 |
| 10 | 10,960876 | 12,172347 | 13,293213 | 13,671797 | 13,814511 | 13,502285 | 12,370147 | 10,109273 | 8,4118104 | 7,2730788 | 6,7017989 | 8,626838 |
| 11 | 14,307947 | 14,611453 | 15,872055 | 16,574138 | 16,848505 | 16,417387 | 15,330338 | 13,41168 | 11,033403 | 10,035045 | 9,7645061 | 12,002835 |
| 12 | 16,403775 | 16,434614 | 17,380863 | 17,973838 | 18,785455 | 18,218854 | 17,227941 | 14,984508 | 12,914628 | 12,097693 | 11,844169 | 14,801171 |
| 13 | 16,079851 | 16,462689 | 17,155201 | 17,994894 | 19,413735 | 18,775246 | 16,849356 | 14,891776 | 13,413807 | 12,913565 | 13,389135 | 15,062139 |
| 14 | 15,401376 | 15,340547 | 16,014556 | 16,688351 | 18,344978 | 17,82921 | 15,617893 | 13,761764 | 12,19234 | 12,180429 | 12,854012 | 14,489795 |
| 15 | 13,353616 | 13,331497 | 13,491225 | 14,886246 | 16,158545 | 15,406906 | 12,850396 | 11,12975 | 9,5333142 | 10,046743 | 11,215464 | 12,716828 |
| 16 | 10,234972 | 10,477649 | 10,887924 | 11,914356 | 13,041177 | 12,438845 | 10,09949 | 7,7856569 | 6,3629869 | 6,6320372 | 7,8109668 | 9,7183528 |
| 17 | 6,4212634 | 6,9538342 | 7,4187701 | 8,3867132 | 9,1474982 | 8,4016014 | 6,2026201 | 3,9419594 | 1,1276718 | 0,0338174 | 2,9187174 | 5,7772441 |
| 18 | 2,5137595 | 3,2677384 | 3,8409326 | 4,7274162 | 5,0898365 | 4,2341927 | 2,2423696 | 0,1186799 | 0 | 0 | 0 | 0,4815256 |
| 19 | 0,0002127 | 0,2558637 | 0,9543311 | 1,5309282 | 1,5919697 | 0,8237406 | 0,0127613 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 20 | 0 | 0 | 0,003403 | 0,0895416 | 0,0638064 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 21 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 22 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 23 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Tabla 10. Datos de producción energética del sistema de generación de un día de cada mes.

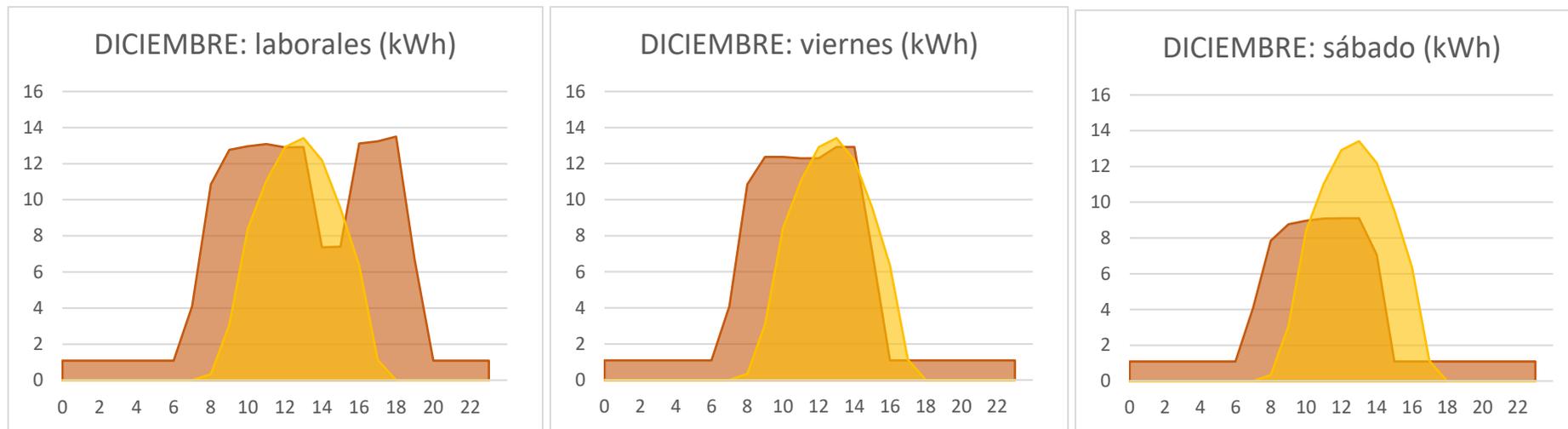


Ilustración 41. Curvas de producción y consumo días laborables (izquierda), viernes (centro) y sábados (derecha) de Diciembre.

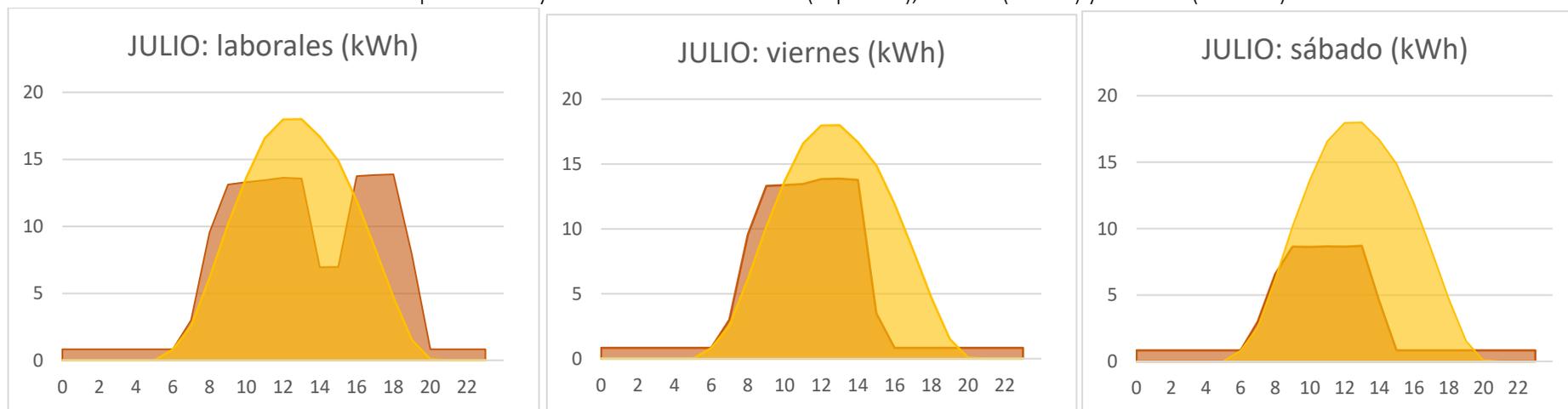


Ilustración 42. Curvas de producción y consumo días laborables (izquierda), viernes (centro) y sábados (derecha) de Julio.

Realmente para comparar la producción de energía con lo que demanda la empresa en un día laborable se debe primero poner el foco en diciembre. Durante este mes se registran los días más críticos del año en los que se importará más energía eléctrica desde la red, sin embargo, la instalación parece cubrir un gran porcentaje de la demanda energética generando una cantidad de excedentes mínima como pedía el cliente. Dimensionando la instalación a partir de diciembre se ha asegurado que en los meses de mayor irradiancia como julio no se produzcan cantidades de excedentes exageradas, evitando el sobredimensionamiento de la instalación que conllevaría a un coste más alto por el sistema de generación. A continuación, utilizando los resultados de PVSyst se han representado en un gráfico circular los porcentajes de energía producida y consumida con el objetivo de hacer una comparativa más visual y general de este primer año con la que se observa el destino y la procedencia del flujo de energía que manejará la compañía:

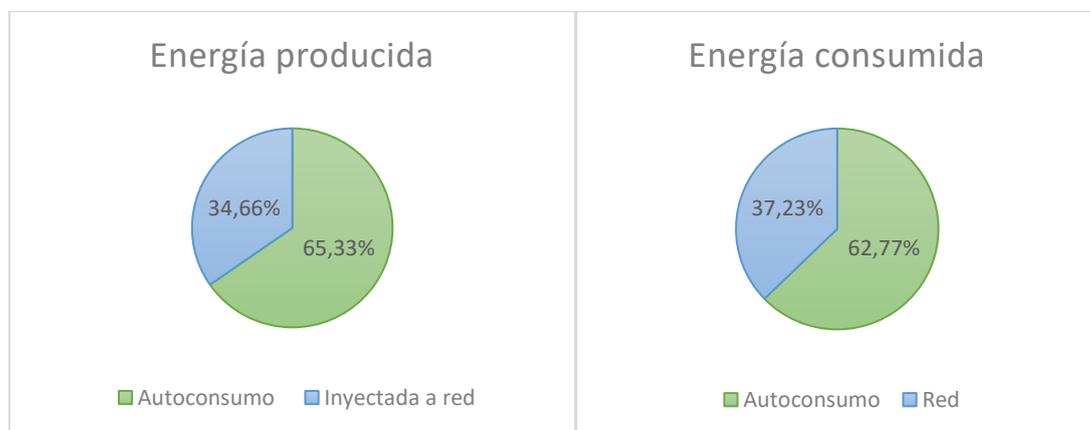


Ilustración 43. Gráficos circulares de la energía producida (izquierda) y consumida (derecha) del primer año.

A priori, los resultados obtenidos a nivel energético son coherentes con lo que se espera de una instalación fotovoltaica diseñada para una industria, autoconsumiendo aproximadamente dos tercios de la energía producida. No obstante, se debe profundizar el análisis observando cómo evolucionará el generador a lo largo de sus 30 años de vida útil, para ello se han tomado los resultados obtenidos con el software de simulación y se les ha aplicado unas pérdidas de producción por degradación anuales de 0,4% como indica en la ficha técnica de los paneles. Para estimar el comportamiento energético de la instalación en los próximos 30 años se supondrá que la mitad de estas pérdidas anuales serán de excedentes y la mitad de autoconsumo ya que el porcentaje de autoconsumo de la empresa en verano permanecerá siempre cubierto los meses de verano durante estos 30 años y los meses de invierno al haber ajustado los excedentes al mínimo toda la energía que se pierda afectará lógicamente al autoconsumo y será energía que se tenga que importar desde la red.

| AÑO | PRODUCIDO | EXCEDENTES | IMPORTADO | AUTOCONSUMIDO |
|------------|------------------|-------------------|------------------|----------------------|
| 1 | 40360,00 | 13990,00 | 15640,00 | 26370,00 |
| 2 | 40198,56 | 13909,28 | 15720,72 | 26289,28 |
| 3 | 40037,77 | 13828,88 | 15801,12 | 26208,88 |
| 4 | 39877,61 | 13748,81 | 15881,19 | 26128,81 |
| 5 | 39718,10 | 13669,05 | 15960,95 | 26049,05 |
| 6 | 39559,23 | 13589,62 | 16040,38 | 25969,62 |
| 7 | 39400,99 | 13510,50 | 16119,50 | 25890,50 |
| 8 | 39243,39 | 13431,70 | 16198,30 | 25811,70 |
| 9 | 39086,42 | 13353,21 | 16276,79 | 25733,21 |
| 10 | 38930,07 | 13275,04 | 16354,96 | 25655,04 |
| 11 | 38774,35 | 13197,18 | 16432,82 | 25577,18 |
| 12 | 38619,25 | 13119,63 | 16510,37 | 25499,63 |
| 13 | 38464,78 | 13042,39 | 16587,61 | 25422,39 |
| 14 | 38310,92 | 12965,46 | 16664,54 | 25345,46 |
| 15 | 38157,67 | 12888,84 | 16741,16 | 25268,84 |
| 16 | 38005,04 | 12812,52 | 16817,48 | 25192,52 |
| 17 | 37853,02 | 12736,51 | 16893,49 | 25116,51 |
| 18 | 37701,61 | 12660,81 | 16969,19 | 25040,81 |
| 19 | 37550,80 | 12585,40 | 17044,60 | 24965,40 |
| 20 | 37400,60 | 12510,30 | 17119,70 | 24890,30 |
| 21 | 37251,00 | 12435,50 | 17194,50 | 24815,50 |
| 22 | 37102,00 | 12361,00 | 17269,00 | 24741,00 |
| 23 | 36953,59 | 12286,79 | 17343,21 | 24666,79 |
| 24 | 36805,77 | 12212,89 | 17417,11 | 24592,89 |
| 25 | 36658,55 | 12139,27 | 17490,73 | 24519,27 |
| 26 | 36511,92 | 12065,96 | 17564,04 | 24445,96 |
| 27 | 36365,87 | 11992,93 | 17637,07 | 24372,93 |
| 28 | 36220,40 | 11920,20 | 17709,80 | 24300,20 |
| 29 | 36075,52 | 11847,76 | 17782,24 | 24227,76 |
| 30 | 35931,22 | 11775,61 | 17854,39 | 24155,61 |

Tabla 11. Variación anual de la energía producida, excedente, auto consumida e importada desde la red.

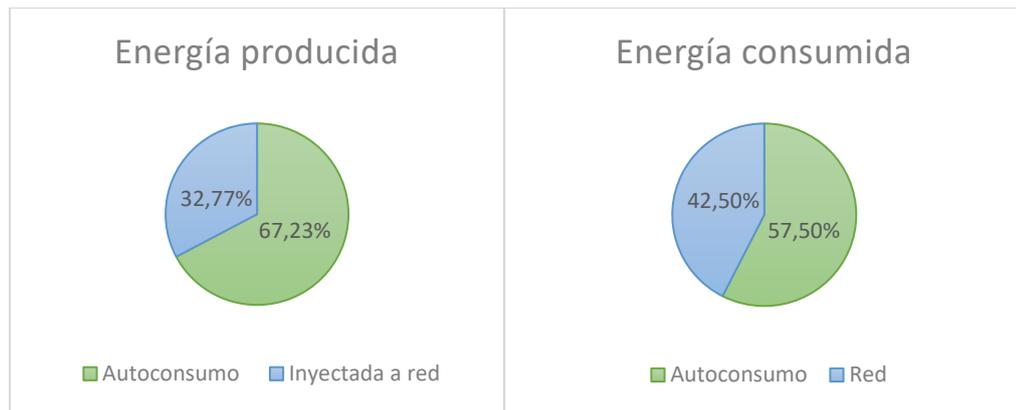


Ilustración 44. Gráficos circulares de la energía producida (izquierda) y consumida (derecha) del último año.

Se han adjuntado dos gráficas iguales a las anteriores con la diferencia de que representan el comportamiento de la instalación el último año de la vida útil de la instalación (año 30). En ellas se puede observar como la proporción del destino de la energía producida sigue siendo muy parecido a la del año 1, sin embargo, observando el gráfico de al lado se ve como ahora la empresa depende mucho más de la energía importada desde la red.

4.11. ANÁLISIS ECONÓMICO

Una vez realizado un estudio energético de la instalación diseñada en la que los resultados reflejan que energéticamente se han cumplido los objetivos establecidos es el turno de complementar el estudio con un análisis económico con el que podremos confirmar si el proyecto es verdaderamente rentable a lo largo de su vida útil.

En primer lugar, se ha calculado el desembolso inicial que deberá realizar la empresa para instalar el sistema de generación, dicho cálculo se encuentra en el documento de 'Presupuesto'. Para realizar la evaluación sobre la viabilidad económica se estima un precio de venta de excedentes de 0,05€/kWh que no variará a lo largo del tiempo, se ha escogido dicho valor ya que las diferentes comercializadoras establecen un precio que muchas veces se ajusta a cada caso según las condiciones del cliente y la media suele estar entorno a los 5 céntimos por kW. También se ha aproximado un precio de compra a la comercializadora inicial de 0,25€/kWh debido a la complejidad que supone trabajar con 6 periodos diferentes, 0,25€/kWh se ha considerado un valor base, concorde con el precio medio total que estuvo pagando la empresa durante 2022. Para este estudio se han considerado los siguientes puntos:

- El consumo de la empresa será constante durante toda la vida útil.
- Unas pérdidas de producción anual de 0,4%.
- Unos gastos anuales fijos por el seguro y mantenimiento de la instalación equivalentes a un 5% de la inversión inicial.
- La inflación lineal de la tarifa eléctrica anual de un 0,2%.
- La sustitución del inversor cada 10 años.

DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 25kWp CONECTADA A LA RED PARA AUTOCONSUMO DE UNA INDUSTRIA SITUADA EN EL MUNICIPIO DE ARTÉS

- La tasa de descuento del 7%.

| | Coste sin instalación | Costes con instalación | | | | Balance de caja | |
|-----|-------------------------|------------------------|-----------------------|-----------------------|---------------------------|----------------------------|-------------------|
| AÑO | FACTURA INICIAL (€) [1] | INVERSIÓN NETA (€) [2] | MANTENIMIENTO (€) [3] | FACTURA FINAL (€) [4] | COSTE (€) [5]=[2]+[3]+[4] | DIFERENCIA (€) [6]=[1]-[5] | ACUMULADO (€) [7] |
| 0 | | 28212 | | | 28212 | -28212 | -28212 |
| 1 | 10609,06 | | 1146 | 3249,6 | 4395,6 | 6213,46 | -21998,54 |
| 2 | 10630,28 | | 1137,75 | 3378,232872 | 4515,982872 | 6114,297128 | -15884,24287 |
| 3 | 10651,54 | | 1137,75 | 3509,906609 | 4647,656609 | 6003,883391 | -9880,359481 |
| 4 | 10672,84 | | 1137,75 | 3644,693341 | 4782,443341 | 5890,396659 | -3989,962822 |
| 5 | 10694,19 | | 1137,75 | 3782,666807 | 4920,416807 | 5773,773193 | 1783,810371 |
| 6 | 10715,58 | | 1137,75 | 3923,902384 | 5061,652384 | 5653,927616 | 7437,737987 |
| 7 | 10737,01 | | 1137,75 | 4068,477132 | 5206,227132 | 5530,782868 | 12968,52086 |
| 8 | 10758,48 | | 1137,75 | 4216,46982 | 5354,21982 | 5404,26018 | 18372,78104 |
| 9 | 10780 | | 1137,75 | 4367,960971 | 5505,710971 | 5274,289029 | 23647,07006 |
| 10 | 10801,56 | 2785 | 1137,75 | 4523,032897 | 8445,782897 | 2355,777103 | 26002,84717 |
| 11 | 10823,16 | | 1137,75 | 4681,769737 | 5819,519737 | 5003,640263 | 31006,48743 |
| 12 | 10844,81 | | 1137,75 | 4844,257496 | 5982,007496 | 4862,802504 | 35869,28993 |
| 13 | 10866,5 | | 1137,75 | 5010,584088 | 6148,334088 | 4718,165912 | 40587,45585 |
| 14 | 10888,23 | | 1137,75 | 5180,839376 | 6318,589376 | 4569,640624 | 45157,09647 |
| 15 | 10910,01 | | 1137,75 | 5355,115212 | 6492,865212 | 4417,144788 | 49574,24126 |
| 16 | 10931,83 | | 1137,75 | 5533,505482 | 6671,255482 | 4260,574518 | 53834,81578 |
| 17 | 10953,69 | | 1137,75 | 5716,106153 | 6853,856153 | 4099,833847 | 57934,64962 |
| 18 | 10975,6 | | 1137,75 | 5903,015308 | 7040,765308 | 3934,834692 | 61869,48432 |
| 19 | 10997,55 | | 1137,75 | 6094,333205 | 7232,083205 | 3765,466795 | 65634,95111 |
| 20 | 11019,54 | 2785 | 1137,75 | 6290,162311 | 10212,91231 | 806,627689 | 66441,5788 |
| 21 | 11041,58 | | 1137,75 | 6490,607359 | 7628,357359 | 3413,222641 | 69854,80144 |
| 22 | 11063,67 | | 1137,75 | 6695,775391 | 7833,525391 | 3230,144609 | 73084,94605 |
| 23 | 11085,79 | | 1137,75 | 6905,775813 | 8043,525813 | 3042,264187 | 76127,21024 |
| 24 | 11107,96 | | 1137,75 | 7120,720439 | 8258,470439 | 2849,489561 | 78976,6998 |
| 25 | 11130,18 | | 1137,75 | 7340,723549 | 8478,473549 | 2651,706451 | 81628,40625 |
| 26 | 11152,44 | | 1137,75 | 7565,901939 | 8703,651939 | 2448,788061 | 84077,19431 |
| 27 | 11174,75 | | 1137,75 | 7796,374974 | 8934,124974 | 2240,625026 | 86317,81934 |
| 28 | 11197,1 | | 1137,75 | 8032,264647 | 9170,014647 | 2027,085353 | 88344,90469 |

| | | | | | | | |
|----|----------|--|---------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| 29 | 11219,49 | | 1137,75 | 8273,695632 | 9411,445632 | 1808,044368 | 90152,94906 |
| 30 | 11241,93 | | 1137,75 | 8520,795343 | 9658,545343 | 1583,384657 | 91736,33371 |

Tabla 12. Balance de caja.

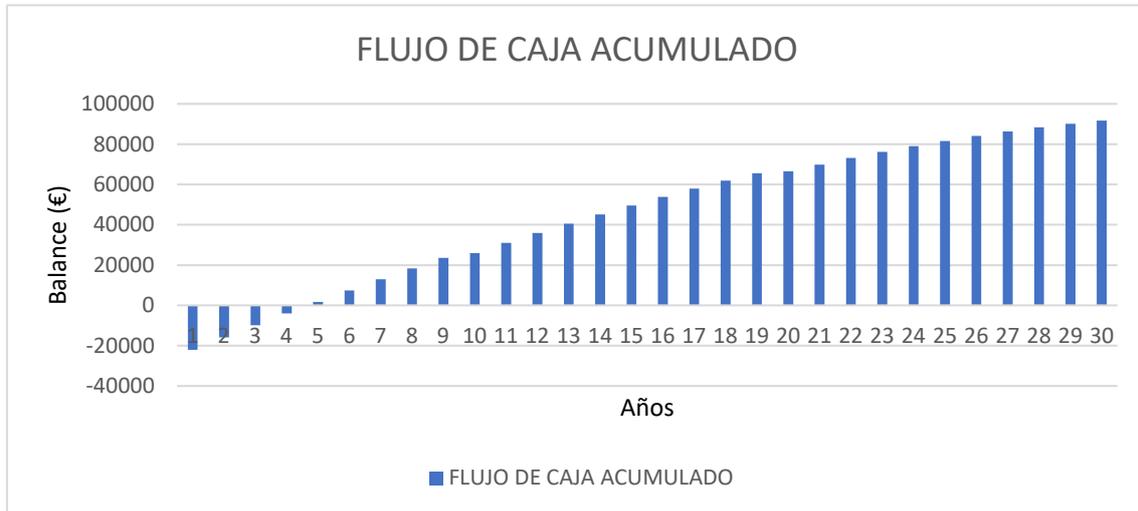


Tabla 13. Gráfico del Flujo de caja acumulado.

A continuación, se estudiará la rentabilidad económica de la instalación siguiendo tres indicadores financieros distintos, aunque estén muy relacionados entre sí. Los criterios estudiados son los siguientes:

-VAN: Se trata del valor actual neto de una inversión, este indicador consiste en analizar las ganancias y gastos durante la vida útil del proyecto además de la inversión inicial. Para calcular el VAN es necesario actualizar todos los balances de caja al momento de la inversión inicial considerando un tipo de interés concreto. Este indicador refleja la rentabilidad del proyecto en términos absolutos (€).

-TIR: Es la tasa interna de rentabilidad, esta determina el porcentaje de beneficio o pérdida para las cantidades invertidas en el proyecto. El TIR estudia la rentabilidad de manera relativa, en tanto por ciento, a diferencia del VAN. Para que el proyecto sea rentable deberá contar con un TIR superior a la tasa de descuento.

-Payback: Este término hace referencia al tiempo que debe transcurrir para recuperar la inversión inicial. Cuanto menor sea dicho indicador financiero, más atractiva será la inversión.

Con la ayuda de Excel y a partir de la columna [6] obtenemos los siguientes resultados de las siguientes fórmulas:

$$VAN = -I + \sum_{n=1}^N \frac{FC_n}{(1 - k)^n}$$

Donde:

-FCn: es el flujo de caja del año n.

-I: es la inversión inicial.

-N: número de periodos.

-k: es la tasa de descuento para calcular el VAN y el TIR cuando igualamos el VAN a 0.

| <i>VAN (€)</i> | <i>TIR</i> | <i>Payback</i> |
|----------------|------------|----------------|
| 30687,34 | 19,38% | 4 años |

Tabla 14. Indicadores financieros.

Analizando los datos a modo de conclusión, los indicadores marcan que la instalación además de viable es rentable debido a que el VAN es positivo, el periodo de retorno de la inversión es menor a 5 años y el TIR es superior al 15%, valor mínimo recomendado por las empresas profesionales del sector fotovoltaico.

CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES

En el presente proyecto se ha diseñado una instalación solar fotovoltaica conectada a la red y sin ningún tipo de almacenamiento. Para ello, se ha llevado a cabo un estudio y valoración de alternativas diferentes en las que se abarcaban todo tipo de posibilidades para así encontrar la opción que más se ajustaba a los intereses de la empresa Resmat S.L. . Tras descartar las alternativas que no cumplían los requerimientos necesarios como para maximizar el rendimiento y beneficio económico de la planta, y con ayuda del software PVSyst, se ha acabado de dimensionar el proyecto dando como resultado una instalación que garantiza un funcionamiento óptimo y una rentabilidad económica notables.

La opción seleccionada consiste en un generador fotovoltaico conectado a red y acogido a compensación de excedentes de 25,2kWp de potencia. Dicho generador lo forman un conjunto de 60 paneles Jinko Solar Tiger Neo JKM420N-54HL4 de 420Wp dispuestos en 3 strings, todos ellos con una inclinación de aproximadamente 30º orientados con un azimut de 5º para aprovechar al máximo las horas de Sol. Todas las cadenas de paneles están conectadas a un único inversor de la marca Canadian Solar con 3 MPPT encargados de exprimir el rendimiento de los captadores.

El coste inicial de la inversión es de 28212€, con esta cantidad de dinero la empresa dispondrá de una instalación capaz de generar a lo largo de una vida útil de 30 años 38MW anuales de media lo que significa un ahorro en la factura eléctrica de más del 50% en los primeros años, tanto que se estima un tiempo de retorno de tan solo 4 años.

Con estos resultados no únicamente se ha conseguido un ahorro económico en la empresa, sino un ahorro en emisiones contaminantes de CO2 que aporta un granito de arena al desarrollo sostenible del planeta y otorgando a la vez una identidad más sólida a los valores que definen Resmat S.L. que gracias a esta instalación habrá cumplido con éxito su deseo de llevar a cabo una transición energética que traerá un futuro mejor.

CAPÍTULO 6: BIBLIOGRAFÍA

[1] Jonatan Carbonell, Tas consultoría (2023). España encabeza la producción de energía renovable en Europa:

<https://www.tas-consultoria.com/blog-es/espana-encabeza-la-produccion-de-energia-renovable-en-europa/>

[2] Apuntes grado ingeniería en tecnologías industriales. Asignatura de tecnología energética - Universidad politécnica de Valencia. ETSII.

[3] Rodríguez-Meza, M. A., & Cervantes-Cota, J. L. (2006). El efecto fotoeléctrico. CIENCIA ergo-sum, Revista Científica Multidisciplinaria de Prospectiva:

<https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=10413309>

[4] CASSINI, Alejandro y LEVINAS, Marcelo Leonardo (2008). La explicación de Einstein del efecto fotoeléctrico: un análisis histórico-epistemológico:

http://www.scielo.org.ar/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1852-73532008000100001

[5] Web Wordpress: <https://globalelectricity.wordpress.com/2013/09/30/instalaciones-fotovoltaicas-conectadas-a-la-red-electrica/>

[6] Web Wordpress: <https://globalelectricity.wordpress.com/2013/09/30/instalaciones-fotovoltaicas-aisladas-de-la-red-electrica/>

[7] Web Fácil Electro: <https://www.facilelectro.es/energia-fotovoltaica/>

[8] Apuntes grado ingeniería en tecnologías industriales. Asignatura de tecnología energética - Universidad politécnica de Valencia. ETSII.

[9] Web PV Pros: <https://pvpros.com/category/blog/>

[10] Web WordPress: <https://ingelibreblog.wordpress.com/2014/11/09/influencia-de-la-irradiacion-y-temperatura-sobre-una-placa-fotovoltaica/>

[11] Web PVGIS: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/

[12] Web I-DE: <https://www.i-de.es/distribucion-electrica/tarifa-luz-3-0-td-horarios-consumo-potencia-acceso>

[13] «Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a Red» - Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE)

PRESUPUESTO

PRESUPUESTOS

| Generador fotovoltaico | | | |
|-------------------------------------|-----|---------------------|----------------|
| Artículo | ud. | Precio unitario (€) | Coste (€) |
| Jinko Solar Tiger Neo JKM420N-54HL4 | 60 | 170,61 | 10236,6 |
| Canadian Solar CSI-25K-T400GL03-E | 1 | 2785 | 2785 |
| TOTAL | | | 13021,6 |

| Estructuras soporte | | | |
|----------------------------|-----|---------------------|-------------|
| Artículo | ud. | Precio unitario (€) | Coste (€) |
| Sunfer 11V4 | 60 | 64 | 3840 |
| TOTAL | | | 3840 |

| Cableado | | | |
|------------------------------------------|-----|---------------------|--------------|
| Artículo | m | Precio unitario (€) | Coste (€) |
| 1x6mm2 EXZHELLENT® Class SOLAR | 255 | 1,24 | 316,2 |
| 1x10mm2 EXZHELLENT® Class SOLAR H1Z2Z2-K | 5 | 2,03 | 10,15 |
| Tubo corrugado 25mm | 255 | 0,33 | 84,15 |
| Tubo corrugado 40mm | 5 | 0,78 | 3,9 |
| TOTAL | | | 414,4 |

| Elementos de protección y maniobra | | | |
|-------------------------------------------|-----|---------------------|------------|
| Artículo | ud. | Precio unitario (€) | Coste (€) |
| Fusibles | 3 | 10 | 30 |
| Portafusibles | 3 | 15 | 45 |
| Int. Automático | 1 | 275 | 275 |
| Int. Diferencial | 1 | 315 | 315 |
| TOTAL | | | 665 |

| Montaje e instalación | | | |
|------------------------------|----|---------------------|-------------|
| Descripción | h | Precio unitario (€) | Coste (€) |
| Oficial 1a Electricista | 45 | 18,5 | 832,5 |
| Ayudante electricista | 45 | 15,3 | 688,5 |
| TOTAL | | | 1521 |

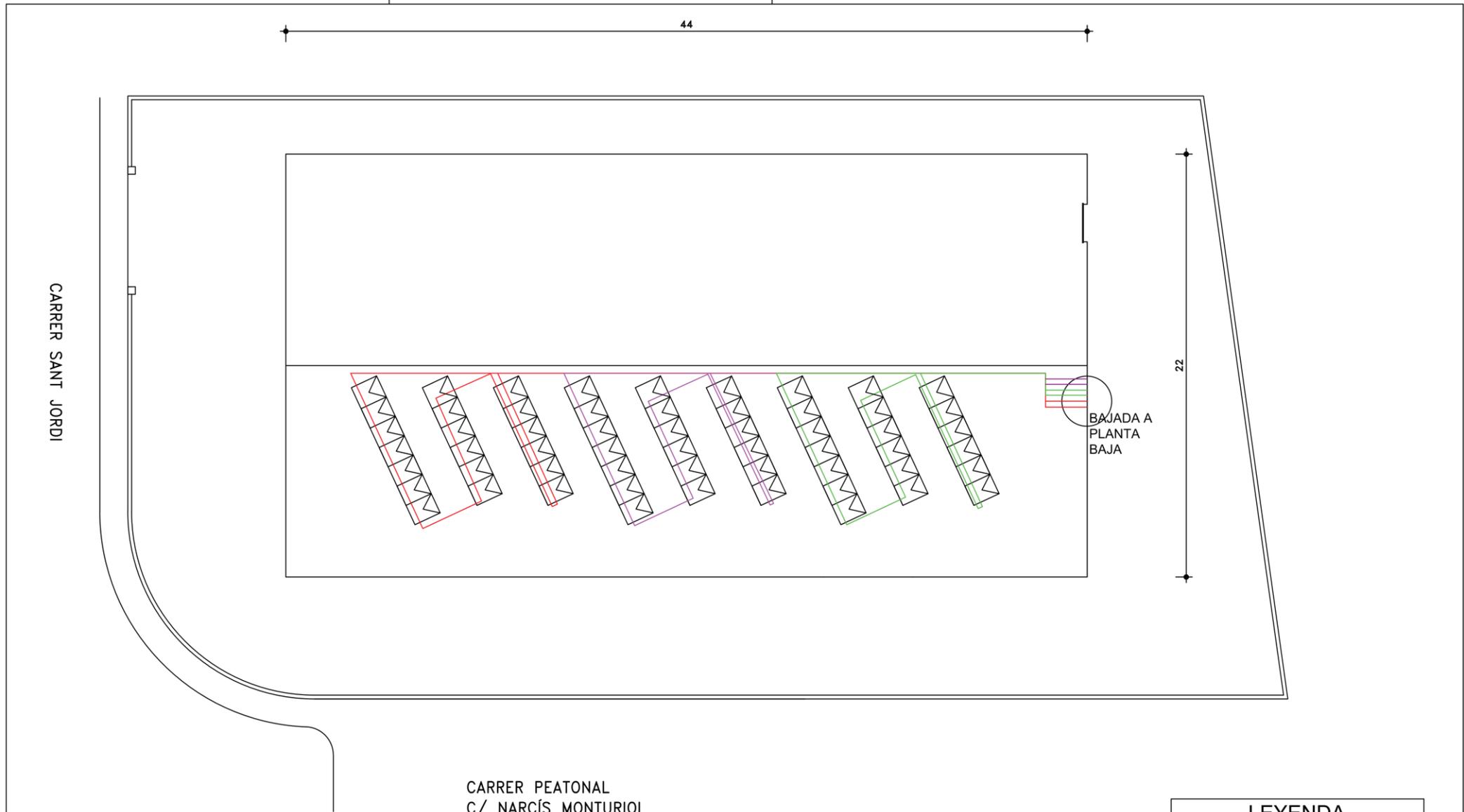
| Ingeniería | | | |
|---------------------------------|----------|----------------------------|------------------|
| Descripción | h | Precio unitario (€) | Coste (€) |
| Diseño de la instalación | 186 | 20 | 3720 |
| Estudio de viabilidad económica | 16 | 20 | 320 |
| Redacción del proyecto | 150 | 20 | 3000 |
| Diseño de planos | 8 | 20 | 160 |
| TOTAL | | | 7200 |

| Otros | |
|--------------------|------------------|
| Descripción | Coste (€) |
| Transporte | 1300 |
| Otro material | 250 |
| TOTAL | 1550 |

PRESUPUESTO TOTAL

| PRESUPUESTO TOTAL | | |
|------------------------------------|--|------------------|
| Descripción | | Coste (€) |
| Generador fotovoltaico | | 13021,6 |
| Estructuras soporte | | 3840 |
| Cableado | | 414,4 |
| Elementos de protección y maniobra | | 665 |
| Montaje e instalación | | 1521 |
| Ingeniería | | 7200 |
| Otros | | 1550 |
| TOTAL | | 28212 |

PLANOS

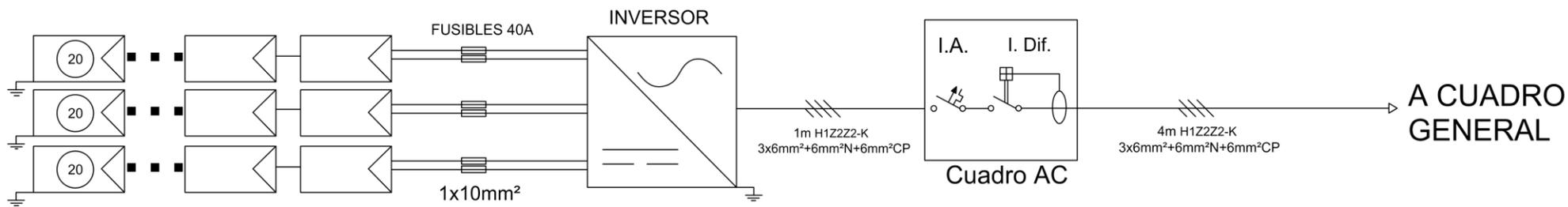


CARRER PEATONAL
C/ NARCÍS MONTURIOL

CARRER SANT JORDI

BAJADA A
PLANTA
BAJA

| LEYENDA | |
|---------|--------------------|
| | PANEL FOTOVOLTAICO |
| | CONEXIÓN S1 |
| | CONEXIÓN S2 |
| | CONEXIÓN S3 |
| | ACERAS |



PLIEGO DE CONDICIONES

1. Objeto del pliego

El objeto de este pliego de condiciones es la ordenación de las condiciones técnicas que se han de cumplir en la instalación solar fotovoltaica de 25,2 kWp, situada en la cubierta de la nave industrial de Resmat S.L., en la calle sant Jordi, 60, Artés.

Quedan incluidos dentro del pliego la instalación de estructura, el diseño, la instalación eléctrica y puesta en marcha de la misma. También serán objeto de estudio los materiales necesarios para las características anteriores.

No serán contemplados los trabajos y materiales de obra necesarios para poder realizar la instalación.

2. Normativa

Será de aplicación toda la normativa que afecte a instalaciones solares fotovoltaicas.

-Real Decreto 1663/2000 de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.

-Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

-Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

-Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.

-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 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas.

-Norma UNE-EN 62446-1:2017 Sistemas fotovoltaicos (FV). Requisitos para ensayos, documentación y mantenimiento.

-REBT

3. Condiciones de los componentes y de los materiales y normas de ejecución

La instalación debe incorporar todos los elementos necesarios para poder garantizar en todo momento la calidad y seguridad del suministro eléctrico. Dicha instalación no debe poder provocar en la red averías ni alteraciones superiores a las que se admiten en la normativa aplicable. Tampoco podrá ser origen de posibles condiciones peligrosas de trabajo para los trabajadores de mantenimiento y explotación de la red de distribución. Por ello se incluirán todos los elementos necesarios para la protección de las personas frente a cualquier tipo de contacto.

Los equipos y materiales se deben instalar de acuerdo con las especificaciones del fabricante correspondiente. Además, todos los materiales que se vayan a instalar deben llevar impreso en la etiqueta marca y modelo y por motivos de seguridad dichas etiquetas deben estar en castellano.

3.1 Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos deben cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos y además las especificaciones de la norma UNE-EN 61215 para los paneles de silicio cristalino, donde dichos paneles deben estar cualificados por un laboratorio reconocido. Para acreditarse se tiene que presentar el certificado oficial correspondiente.

En el módulo debe aparecer de manera clara y visible el nombre y modelo del fabricante, así como un número de serie de seguimiento a la fecha de fabricación.

Los módulos que forman la instalación solar fotovoltaica diseñada tienen que ser del mismo fabricante y modelo, así como de la misma potencia. Si no puede cumplirse habrá que comprobar la compatibilidad que pueda haber entre módulos de potencias y modelos diferentes y ver que no hay ningún efecto negativo en el sistema por ello.

Los marcos laterales de los módulos han de ser de acero inoxidable o de aluminio y estarán conectados junto con la estructura de soporte a una toma a tierra.

Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 3 \%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.

Además, los módulos deben llevar diodos de derivación para que no haya averías y deben tener un grado de protección IP65. Por seguridad y para que sea más fácil hacer un mantenimiento adecuado habrán instalados elementos para desconectar la instalación de manera independiente y en ambos tramos del sistema. Se utilizarán fusibles, seccionadores, interruptores, etc.

Todos aquellos módulos que presenten un mal estado como puedan ser roturas o manchas, serán rechazados.

Los 60 paneles de la instalación se conectarán en ramas de 20 módulos en serie, según se puede ver en el plano del campo fotovoltaico, respetando las polaridades de los modulo.

Los conductores de conexión se fijarán mediante bridas o similares, a la estructura del generador.

3.2 Inversor de conexión a red

Las características técnicas de funcionamiento deberán cumplir las estipuladas por el I.D.A.E en su Pliego de Condiciones técnicas. Las características de los inversores son:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Autoconmutados.

- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.

- No funcionarán en isla o modo aislado.

Deben ser del tipo adecuado para conectarse a la red eléctrica con una potencia de entrada variable para poder tener siempre la máxima potencia que el generador puede proporcionar.

Los inversores deben seguir las siguientes normas: UNE-EN 62093, UNE-EN 61683, IEC 62116. Además de incorporar protecciones frente a: Cortocircuitos en corriente alterna, tensión y frecuencia de red fuera de rango, sobretensiones y perturbaciones presentes en la red.

El inversor debe incorporar un control manual de encendido y apagado del mismo además de una conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA.

Las características eléctricas del inversor serán:

- El inversor soportará picos de un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.

- El rendimiento de potencia del inversor para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50 % y al 100% de la potencia nominal, será como mínimo del 92% y del 94% respectivamente.

- El autoconsumo de los equipos en “vacío” tiene que ser inferior al 2% de la potencia nominal de salida.

- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95.

- Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP30 para inversores de interior y lugares accesibles.

- El inversor debe garantizar el funcionamiento entre 0°C y 40°C y entre 0 % y 85 % de humedad.

Las conexiones se realizarán según el manual de instalación, del inversor, proporcionado por el proveedor. Las conexiones se realizarán sin tensión. La sujeción de los cuadros deberá impedir vibraciones o tambaleos, asentándose perfectamente en el suelo o la pared según proceda.

3.3 Estructura

Antes del montaje, el contratista debe comprobar que las características de la cubierta permiten la instalación y mantenimiento de la planta fotovoltaica.

Se debe fijar a la estructura de la nave, utilizando la cantidad de puntos de fijación necesarios para que la estructura se mantenga fija, sin ninguna perturbación ante las fuerzas meteorológicas ya que la estructura de soporte de los módulos debe resistir las sobrecargas tanto de nieve como de viento, siguiendo la normativa del Código Técnico de la Edificación. También debe permitir las dilataciones térmicas necesarias y evitar que no se produzcan flexiones superiores a las permitidas por el fabricante.

La tornillería será realizada en acero inoxidable.

La estructura se calculará según norma para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos. La estructura del generador se conectará a tierra.

3.4 Cableado

Las dimensiones de los conductores se deben ajustar al Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, justificando la solución seleccionada en la memoria técnica.

Los conductores son de cobre con una sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos.

Los de la parte de corriente continua deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior de 1,5 % y los de la parte corriente alterna para que la caída de tensión sea inferior del 2%. Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo con la normativa vigente.

Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

En ningún caso se permitirá la unión de conductores por empalmes y derivaciones por simple retorcimiento o arrollamiento entre sí de los conductores, sino que deberá realizarse siempre utilizando bornes de conexión montados individualmente o constituyendo bloques o regletas de conexión.

3.5 Protecciones

En la instalación habrá protecciones en los dos tramos, tanto en la parte de continua como en la de alterna para que el sistema sea más seguro ante posibles perturbaciones.

La instalación debe cumplir con toda la normativa dispuesta en el artículo 14 de "Protecciones" del Real Decreto 1699/2011. Los apartados 1.d) y 1.e) quedan modificados por el Real Decreto 647/2020 y el Real Decreto 413/2014, respectivamente.

En conexiones a la red trifásica la frecuencia debe estar entre 51 Hz y 49 Hz y entre unas tensiones de 1,1Um y 0,85Um, para cada fase.

La conexión de los cables dentro de los bornes se realizará con la presión adecuada para evitar la desconexión.

3.6 Puesta a tierra

La instalación debe cumplir con lo dispuesto en el artículo 15 del Real Decreto 1699/2011 "Condiciones de puesta a tierra de las instalaciones".

Además, todas las masas del sistema deben ir conectadas a una única tierra independiente a la de la empresa distribuidora, según el REBT.

El hincado de las picas de la puesta a tierra se efectuará con golpes cortos no muy fuertes para evitar la posible fractura de las picas.

4. RECEPCIÓN DE LOS MATERIALES Y PRUEBAS

El instalador debe entregar al usuario un documento en el que aparezca el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación.

El instalador deberá hacer como mínimo las siguientes comprobaciones:

-Puesta en marcha de todos los sistemas y verificación de un buen funcionamiento.

-Pruebas de los elementos de protección.

-Pruebas de arranque y parada de los elementos del sistema en diferentes momentos durante su funcionamiento.

-Determinación de la potencia instalada.

Una vez hechas todas las comprobaciones se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. Esta fase durará hasta la comprobación de que la instalación funciona correctamente durante 240 horas seguidas.

Además, se entregará toda la documentación requerida, recogida esta en la norma UNE-EN 62446-1:2017.

Se retirará todo el material sobrante de la obra y la limpieza de las zonas afectadas y se verificará el correcto funcionamiento del sistema de control y monitorización.

Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación del sistema, aunque deberá enseñar al usuario.

5. MANTENIMIENTO Y SEGURIDAD

De manera periódica se hará una limpieza o se sustituirán los bornes de los elementos del sistema. Además, se realizarán mediciones anuales de la resistencia de la puesta a tierra para asegurar la protección de la instalación. Se definen dos tipos de actuaciones:

-Mantenimiento preventivo. Implica una revisión anual donde se verificará el funcionamiento de todos los equipos, se revisará el cableado y las distintas conexiones y se comprobará el estado de los módulos y la estructura.

-Mantenimiento correctivo. Incluye todas las operaciones de cambio de los elementos para asegurar un correcto funcionamiento del sistema.

Todas las funciones de mantenimiento deberán realizarse por un instalador eléctrico autorizado.

6. GARANTÍA

La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.

El contratista garantiza la instalación durante un período mínimo de 2 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los paneles fotovoltaicos, la garantía mínima debe ser de 10 años.

ANEXO I

En las siguientes tablas se muestran los datos de consumo eléctrico diario para los diferentes días genéricos de cada mes:

·Laborales:

| Hora | mar-22 | abr-22 | may-22 | jun-22 | jul-22 | ago-22 |
|------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 0 | 1,23 | 1,17 | 0,93 | 0,95 | 0,82 | 0,85 |
| 1 | 1,23 | 1,17 | 0,93 | 0,95 | 0,82 | 0,85 |
| 2 | 1,23 | 1,17 | 0,93 | 0,95 | 0,82 | 0,85 |
| 3 | 1,23 | 1,17 | 0,93 | 0,95 | 0,82 | 0,85 |
| 4 | 1,23 | 1,17 | 0,93 | 0,95 | 0,82 | 0,85 |
| 5 | 1,23 | 1,17 | 0,93 | 0,95 | 0,82 | 0,85 |
| 6 | 1,23 | 1,17 | 0,93 | 0,95 | 0,82 | 0,85 |
| 7 | 2,23 | 3,1 | 3,7 | 3,5 | 3 | 3 |
| 8 | 9,56 | 9,85 | 9,5 | 8,7 | 9,55 | 9,66 |
| 9 | 12,7 | 12,89 | 13,97 | 13,87 | 13,11 | 13,55 |
| 10 | 13,87 | 14,27 | 14,02 | 13,88 | 13,31 | 13,54 |
| 11 | 14,2 | 14,85 | 13,93 | 13,94 | 13,45 | 13,58 |
| 12 | 14,45 | 14,91 | 13,92 | 13,92 | 13,63 | 13,55 |
| 13 | 14,48 | 14,88 | 13,98 | 13,95 | 13,57 | 13,65 |
| 14 | 5,8 | 5,17 | 4,87 | 6,55 | 6,95 | 7,27 |
| 15 | 5,58 | 5,09 | 4,59 | 6,48 | 6,98 | 7,28 |
| 16 | 14,12 | 14,2 | 13,96 | 14,02 | 13,74 | 13,66 |
| 17 | 14,55 | 14,84 | 14,34 | 14,08 | 13,83 | 13,83 |
| 18 | 13,71 | 14,75 | 13,85 | 14,04 | 13,88 | 13,72 |
| 19 | 7,6 | 7,3 | 6,6 | 6,2 | 7,9 | 6,9 |
| 20 | 1,23 | 1,17 | 0,93 | 0,95 | 0,82 | 0,85 |
| 21 | 1,23 | 1,17 | 0,93 | 0,95 | 0,82 | 0,85 |
| 22 | 1,23 | 1,17 | 0,93 | 0,95 | 0,82 | 0,85 |
| 23 | 1,23 | 1,17 | 0,93 | 0,95 | 0,82 | 0,85 |

| sep-22 | oct-22 | nov-22 | dic-22 | ene-23 | feb-23 |
|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 0,82 | 0,76 | 0,94 | 1,09 | 1,76 | 1,2 |
| 0,82 | 0,76 | 0,94 | 1,09 | 1,76 | 1,2 |
| 0,82 | 0,76 | 0,94 | 1,09 | 1,76 | 1,2 |
| 0,82 | 0,76 | 0,94 | 1,09 | 1,76 | 1,2 |
| 0,82 | 0,76 | 0,94 | 1,09 | 1,76 | 1,2 |
| 0,82 | 0,76 | 0,94 | 1,09 | 1,76 | 1,2 |
| 0,82 | 0,76 | 0,94 | 1,09 | 1,76 | 1,2 |
| 3,1 | 2,45 | 3 | 4,1 | 3,1 | 2,54 |
| 6,54 | 6,85 | 8,88 | 10,85 | 9,16 | 10,3 |
| 11,67 | 10,83 | 11,26 | 12,77 | 12,87 | 14,28 |
| 11,67 | 11,08 | 11,28 | 12,97 | 12,86 | 15,7 |
| 11,64 | 11,04 | 11,24 | 13,08 | 12,87 | 16,16 |
| 11,64 | 11,15 | 11,25 | 12,9 | 12,75 | 15,88 |
| 11,68 | 11,17 | 11,18 | 12,92 | 12,58 | 15,79 |
| 5,4 | 4,83 | 6,1 | 7,37 | 7,32 | 6,43 |
| 5,38 | 4,83 | 5,97 | 7,39 | 7,3 | 6,38 |
| 11,72 | 11,22 | 11,42 | 13,12 | 12,62 | 15,81 |
| 11,75 | 11,25 | 11,5 | 13,24 | 12,79 | 16,26 |
| 11,81 | 11,11 | 11,51 | 13,5 | 12,71 | 15,87 |
| 6,7 | 5,72 | 6,72 | 6,7 | 6,1 | 6,8 |
| 0,82 | 0,76 | 0,94 | 1,09 | 1,76 | 1,2 |
| 0,82 | 0,76 | 0,94 | 1,09 | 1,76 | 1,2 |
| 0,82 | 0,76 | 0,94 | 1,09 | 1,76 | 1,2 |
| 0,82 | 0,76 | 0,94 | 1,09 | 1,76 | 1,2 |

·Viernes:

| Hora | mar-22 | abr-22 | may-22 | jun-22 | jul-22 | ago-22 |
|------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 0 | 1,23 | 1,17 | 0,93 | 0,95 | 0,82 | 0,85 |
| 1 | 1,23 | 1,17 | 0,93 | 0,95 | 0,82 | 0,85 |
| 2 | 1,23 | 1,17 | 0,93 | 0,95 | 0,82 | 0,85 |
| 3 | 1,23 | 1,17 | 0,93 | 0,95 | 0,82 | 0,85 |
| 4 | 1,23 | 1,17 | 0,93 | 0,95 | 0,82 | 0,85 |
| 5 | 1,23 | 1,17 | 0,93 | 0,95 | 0,82 | 0,85 |
| 6 | 1,23 | 1,17 | 0,93 | 0,95 | 0,82 | 0,85 |
| 7 | 2,23 | 3,1 | 3,7 | 3,5 | 3 | 3 |
| 8 | 9,56 | 9,85 | 9,5 | 8,7 | 9,55 | 9,66 |
| 9 | 12,4 | 12,89 | 13,47 | 13,27 | 13,31 | 13,25 |
| 10 | 13,37 | 13,27 | 13,42 | 13,28 | 13,37 | 13,24 |
| 11 | 13,41 | 13,35 | 13,33 | 13,24 | 13,45 | 13,28 |
| 12 | 13,75 | 13,51 | 13,42 | 13,29 | 13,83 | 13,25 |
| 13 | 14,48 | 14,88 | 13,98 | 13,95 | 13,87 | 13,65 |
| 14 | 14,48 | 14,39 | 13,98 | 13,87 | 13,77 | 13,65 |
| 15 | 5,38 | 5,09 | 3,59 | 3,48 | 3,48 | 3,28 |
| 16 | 1,23 | 1,17 | 0,93 | 0,95 | 0,82 | 0,85 |
| 17 | 1,23 | 1,17 | 0,93 | 0,95 | 0,82 | 0,85 |
| 18 | 1,23 | 1,17 | 0,93 | 0,95 | 0,82 | 0,85 |
| 19 | 1,23 | 1,17 | 0,93 | 0,95 | 0,82 | 0,85 |
| 20 | 1,23 | 1,17 | 0,93 | 0,95 | 0,82 | 0,85 |
| 21 | 1,23 | 1,17 | 0,93 | 0,95 | 0,82 | 0,85 |
| 22 | 1,23 | 1,17 | 0,93 | 0,95 | 0,82 | 0,85 |
| 23 | 1,23 | 1,17 | 0,93 | 0,95 | 0,82 | 0,85 |

·Sábados:

| Hora | mar-22 | abr-22 | may-22 | jun-22 | jul-22 | ago-22 |
|------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 0 | 1,23 | 1,17 | 0,93 | 0,95 | 0,82 | 0,85 |
| 1 | 1,23 | 1,17 | 0,93 | 0,95 | 0,82 | 0,85 |
| 2 | 1,23 | 1,17 | 0,93 | 0,95 | 0,82 | 0,85 |
| 3 | 1,23 | 1,17 | 0,93 | 0,95 | 0,82 | 0,85 |
| 4 | 1,23 | 1,17 | 0,93 | 0,95 | 0,82 | 0,85 |
| 5 | 1,23 | 1,17 | 0,93 | 0,95 | 0,82 | 0,85 |
| 6 | 1,23 | 1,17 | 0,93 | 0,95 | 0,82 | 0,85 |
| 7 | 2,23 | 3,1 | 3,7 | 3,5 | 3 | 3 |
| 8 | 5,56 | 6,85 | 6,85 | 6,7 | 6,55 | 6,66 |
| 9 | 8,27 | 9,79 | 9,07 | 8,87 | 8,63 | 8,55 |
| 10 | 8,37 | 10,47 | 9,37 | 8,88 | 8,61 | 8,54 |
| 11 | 8,34 | 10,8 | 9,33 | 8,94 | 8,65 | 8,58 |
| 12 | 8,45 | 10,82 | 9,32 | 8,92 | 8,63 | 8,55 |
| 13 | 8,48 | 10,81 | 9,28 | 8,95 | 8,7 | 8,65 |
| 14 | 5,4 | 5,17 | 4,87 | 4,55 | 4,55 | 4,27 |
| 15 | 1,23 | 1,17 | 0,93 | 0,95 | 0,82 | 0,85 |
| 16 | 1,23 | 1,17 | 0,93 | 0,95 | 0,82 | 0,85 |
| 17 | 1,23 | 1,17 | 0,93 | 0,95 | 0,82 | 0,85 |
| 18 | 1,23 | 1,17 | 0,93 | 0,95 | 0,82 | 0,85 |
| 19 | 1,23 | 1,17 | 0,93 | 0,95 | 0,82 | 0,85 |
| 20 | 1,23 | 1,17 | 0,93 | 0,95 | 0,82 | 0,85 |
| 21 | 1,23 | 1,17 | 0,93 | 0,95 | 0,82 | 0,85 |
| 22 | 1,23 | 1,17 | 0,93 | 0,95 | 0,82 | 0,85 |
| 23 | 1,23 | 1,17 | 0,93 | 0,95 | 0,82 | 0,85 |

ANEXO II

Tiger Neo N-type 54HL4-(V) 410-430 Watt MONO-FACIAL MODULE

N-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

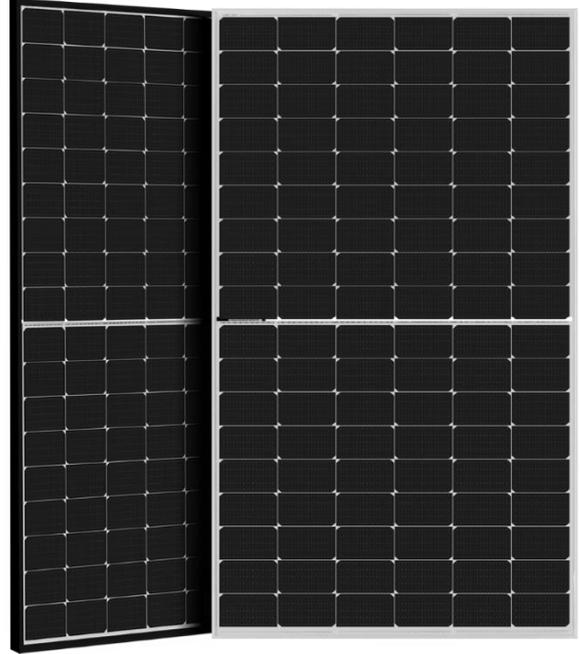
IEC61215(2016), IEC61730(2016)

ISO9001:2015: Quality Management System

ISO14001:2015: Environment Management System

ISO45001:2018

Occupational health and safety management systems



Key Features



SMBB Technology

Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee via optimized mass-production process and materials control.



Durability Against Extreme Environmental Conditions

High salt mist and ammonia resistance.



Hot 2.0 Technology

The N-type module with Hot 2.0 technology has better reliability and lower LID/LETID.

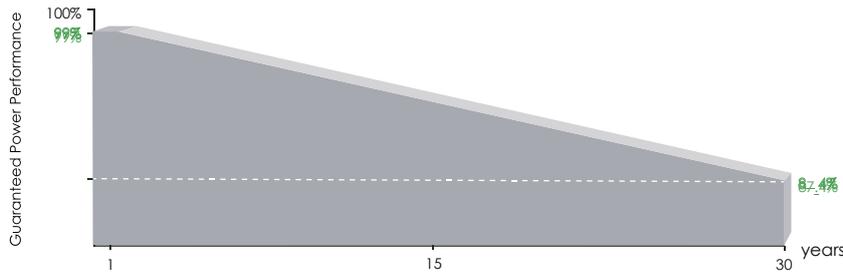


Enhanced Mechanical Load

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

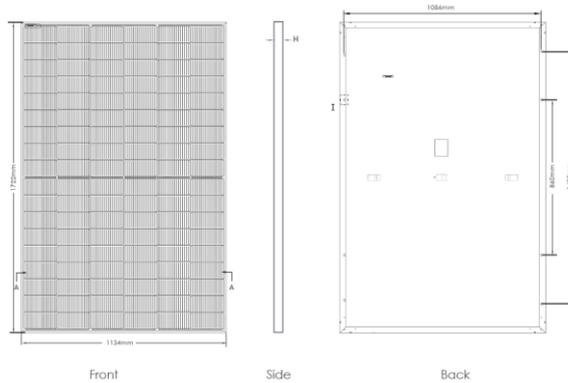


15 Year Product Warranty

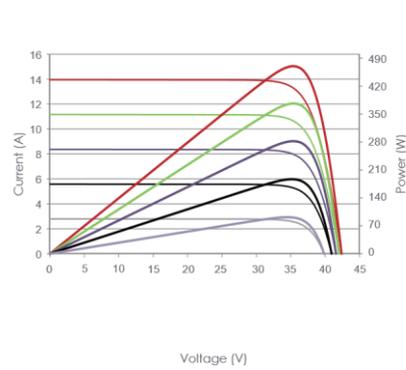
30 Year Linear Power Warranty

0.40% Annual Degradation Over 30 years

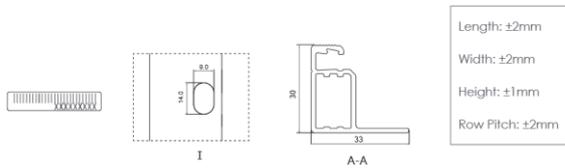
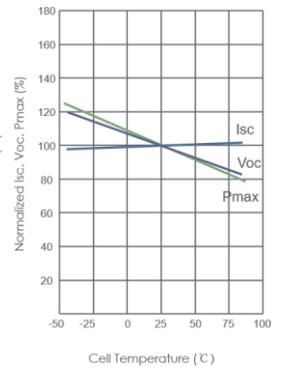
Electrical Performance & Temperature Dependence



Current-Voltage & Power-Voltage Curves (430W)



Temperature Dependence of Isc, Voc, Pmax



Mechanical Characteristics

| | |
|---------------|-----------------------------------------------------------------------------|
| Cell Type | N type Mono-crystalline |
| No. of cells | 108 (6×18) |
| Dimensions | 1722×1134×30mm (67.79×44.65×1.18 inch) |
| Weight | 22 kg (48.50 lbs) |
| Front Glass | 3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass |
| Frame | Anodized Aluminium Alloy |
| Junction Box | IP68 Rated |
| Output Cables | TUV 1×4.0mm ² (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length |

Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

36pcs/pallets, 72pcs/stack, 936pcs/ 40'HQ Container

SPECIFICATIONS

| Module Type | JKM410N-54HL4 JKM410N-54HL4-V | | JKM415N-54HL4 JKM415N-54HL4-V | | JKM420N-54HL4 JKM420N-54HL4-V | | JKM425N-54HL4 JKM425N-54HL4-V | | JKM430N-54HL4 JKM430N-54HL4-V | |
|-----------------------------|----------------------------------|--------|----------------------------------|--------|----------------------------------|--------|----------------------------------|--------|----------------------------------|--------|
| | STC | NOCT |
| Maximum Power (Pmax) | 410Wp | 308Wp | 415Wp | 312Wp | 420Wp | 316Wp | 425Wp | 320Wp | 480Wp | 323Wp |
| Maximum Power Voltage (Vmp) | 31.13V | 29.06V | 31.32V | 29.21V | 31.51V | 29.34V | 31.70V | 29.50V | 31.88V | 29.63V |
| Maximum Power Current (Imp) | 13.17A | 10.61A | 13.25A | 10.68A | 13.33A | 10.76A | 13.41A | 10.83A | 13.49A | 10.91A |
| Open-circuit Voltage (Voc) | 37.73V | 35.84V | 37.92V | 36.02V | 38.11V | 36.20V | 38.30V | 36.38V | 38.49V | 36.56V |
| Short-circuit Current (Isc) | 13.91A | 11.23A | 13.99A | 11.29A | 14.07A | 11.36A | 14.15A | 11.42A | 14.23A | 11.49A |
| Module Efficiency STC (%) | 21.00% | | 21.25% | | 21.51% | | 21.76% | | 22.02% | |
| Operating Temperature(°C) | -40°C~+85°C | | | | | | | | | |

| | |
|-------------------------------------------|--------------------|
| Maximum system voltage | 1000/1500VDC (IEC) |
| Maximum series fuse rating | 25A |
| Power tolerance | 0~+3% |
| Temperature coefficients of Pmax | -0.30%/°C |
| Temperature coefficients of Voc | -0.25%/°C |
| Temperature coefficients of Isc | 0.046%/°C |
| Nominal operating cell temperature (NOCT) | 45±2°C |

*STC:  Irradiance 1000W/m²  Cell Temperature 25°C  AM=1.5
NOCT:  Irradiance 800W/m²  Ambient Temperature 20°C  AM=1.5  Wind Speed 1m/s

©2022 Jinko Solar Co., Ltd. All rights reserved.

Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.
EN-EU Only (IEC 2016) Datasheet valid in Europe only.

JKM410-430N-54HL4-(V)-F1-



THREE PHASE STRING INVERTER 25-40 KW

CSI-25K-T400 | CSI-30K-T400
CSI-33K-T400 | CSI-36K-T400 | CSI-40K-T400

CSI Solar's grid-tied, transformer-less string inverters help to accelerate the use of three-phase string architecture for commercial rooftop and small ground-mount applications. An NRTL approved, cost-effective alternative to MLPE, these inverters are modular design building blocks that provide high yield and enable significant BoS cost savings. They provide up to 98.7% conversion efficiency, a wide operating range of 200-1000 V_{DC}, and 3/4 MPPTs for maximum energy harvest.



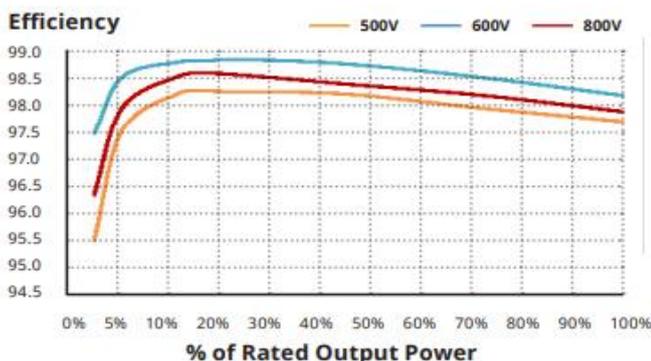
standard warranty, extension up to 15 years

KEY FEATURES

- Maximum efficiency of 98.7%, Maximum EU efficiency of 98.3%
- 3/4 MPPTs to achieve higher system efficiency
- Strings intelligent monitoring, Smart I-V Curve Diagnosis supported
- Up to 50% DC input oversize, 16A input for each PV string

EFFICIENCY CURVE

CSI-40K-T400GL03-E



HIGH RELIABILITY

- Advanced thermal design and convection cooling
- Built-in over-voltage and over-current protection
- DC reverse polarity and AC short circuit protection
- Fuse free design

BROAD ADAPTABILITY

- IP66 rated for outdoor application
- AFCI protection, proactively reduces fire risk
- Night time PID recovery function, increases overall system yield (optional)
- Wide MPPT range for flexible string sizing
- High switching frequency and ultra fast MPPT for maximum efficiency over a wide load range

CSI SOLAR CO., LTD. is committed to providing high quality solar photovoltaic modules, solar energy and battery storage solutions to customers. The company was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey. Over the past 20 years, it has successfully delivered over 63 GW of premium-quality solar modules across the world.

For detailed information, please refer to the Installation Manual.

CSI SOLAR CO., LTD.

199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129 www.csisolar.com

SYSTEM/TECHNICAL DATA

| MODEL NAME | CSI-25K-T400GL03-E | CSI-30K-T400GL03-E | CSI-33K-T400GL03-E | CSI-36K-T400GL03-E | CSI-40K-T400GL03-E |
|----------------------------------|---------------------------------------------------|--------------------|--------------------|-----------------------|--------------------|
| DC INPUT | | | | | |
| Max. DC Input Voltage | 1100 V _{DC} | | | | |
| Start-up DC Input Voltage/Power | 180 V _{DC} | | | | |
| Number of MPP Trackers | 3 | | | 4 | |
| MPPT Voltage Range | 200 - 1000 V _{DC} | | | | |
| Max. Input Current (Imp) | 96 A (32 A per MPPT) | | | 128 A (32 A per MPPT) | |
| Max. Short Circuit Current (Isc) | 150 A (50 A per MPPT) | | | 200 A (50 A per MPPT) | |
| Number of DC Inputs | 6 (2 per MPPT) | | | 8 (2 per MPPT) | |
| DC Switch | Integrated | | | | |
| AC OUTPUT | | | | | |
| Rated AC Output Power | 25 kW | 30 kW | 33 kW | 36 kW | 40 kW |
| Max. AC Output Power | 27.5 kW | 33 kW | 36.3 kW | 39.6 kW | 44 kW |
| Rated Output Voltage* | 220/380 V _{AC} , 230/400 V _{AC} | | | | |
| Grid Connection Type | 3 W / N / PE | | | | |
| Rated Grid Output Current | 38.0 A / 36.1 A | 45.6 A / 43.3 A | 50.1 A / 47.6 A | 54.7 A / 52.0 A | 60.8 A / 57.7 A |
| Max Output Current | 41.8 A | 50.2 A | 55.1 A | 60.2 A | 66.9 A |
| Rated Output Frequency | 50 / 60 Hz | | | | |
| Power Factor | > 0.99 (0.8 leading ... 0.8 lagging) | | | | |
| Current THD | < 3% | | | | |
| SYSTEM | | | | | |
| Max. Efficiency | 98.5 % | | 98.6 % | | 98.7 % |
| EU Efficiency | 98.1 % | | 98.2 % | | 98.3 % |
| Night Consumption | < 1 W | | | | |
| Anti-PID Module | Optional | | | | |
| ENVIRONMENT | | | | | |
| DC / AC SPD | DC SPD Type II / AC SPD Type II | | | | |
| Protection Degree | IP66 | | | | |
| Cooling | Natural Convection Cooling | | | | |
| Operating Temperature Range | - 25 °C to + 60 °C | | | | |
| Operating Humidity | 0 - 100 % Condensing | | | | |
| Operating Altitude | 4000 m | | | | |
| DISPLAY AND COMMUNICATION | | | | | |
| Display | LCD | | | | |
| Communication | RS485, Optional: Wi-Fi, GPRS | | | | |
| MECHANICAL DATA | | | | | |
| Dimensions (W / H / D) | 647 x 629 x 252 mm | | | | |
| Weight | 37 kg | | | | |
| Installation Angle | 0 – 15 Degrees from Vertical | | | | |
| DC Inputs | MC4 | | | | |
| SAFETY | | | | | |
| Safety and EMC Standard | IEC 62109-1/2, IEC 61000-6-1/2/3/4 | | | | |
| Grid Standard | IEC 62116, IEC 61727 | | | | |

*The "Rated Output Voltage Range" may differ according to specific grid standard.

The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without notice.

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV equipment requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the product.

CSI SOLAR CO., LTD.

199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129 www.csisolar.com

R1-02/21

Ficha técnica

Soporte inclinado cerrado para cubierta metálica

11V



- Soporte inclinado para cubierta de chapa metálica o subestructura.
- Anclaje a correas
- Soporte premontado.
- Disposición de los módulos: Vertical.
- Valido para espesores de módulos de 30 hasta 45 mm.
- Tornillería de anclaje no incluida.
- Kits disponibles de 1 hasta 6 módulos.
- Inclinación estándar 15° y 30°.

Viento: Hasta 150 Km/h (Ver documento de velocidades del viento)
Materiales: Perfilería de aluminio EN AW 6005A T6
 Tornillería de acero inoxidable A2-70

Comprobar el buen estado y la capacidad portante de la cubierta antes de cualquier instalación.
 Comprobar la impermeabilidad de la fijación una vez colocada.

Dos opciones:

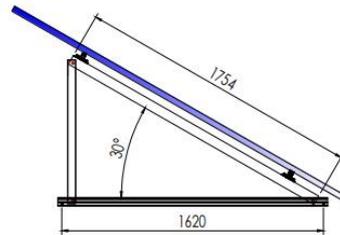
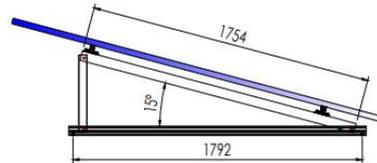
Para módulos de hasta 2279x1150 - Sistema Kit

2279x1150  (Ver página 2)

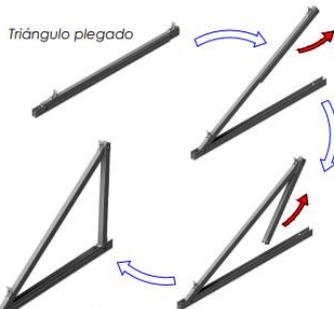
Para módulos de hasta 2400x1350 - Sistema PS

2400x1350  (Ver página 3)

 Carga de nieve:
40 kg/m²



Detalle fijación G1 a triángulo
 (Son necesarios 2 fijaciones por perfil,
 1 por cada lado)



Par de apriete:
 Tornillo Presor 7 Nm
 Tornillo M8 Hexagonal 20 Nm
 Tornillo M10 Hexagonal 40 Nm
 Tornillo M6.3 Hexagonal 10 Nm

Apriete de las uniones y anclaje al suelo mediante tornillo de hasta M10

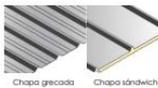
Herramientas necesarias:



Seguridad:



Reservado el derecho a efectuar modificaciones. Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.



Marcado ES19/86524 CE

Ficha técnica - Sistema KIT

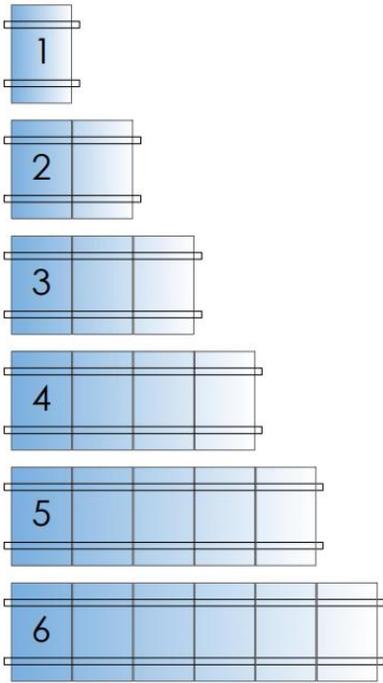
Para módulos de hasta 1150

Para módulos de hasta 2279x1150 - Sistema KIT

2279x1150

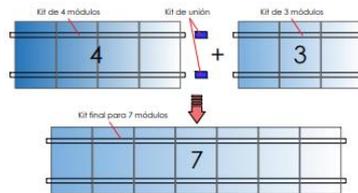


Kits disponibles:

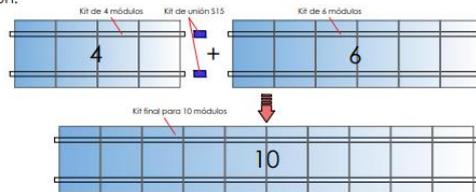


EJEMPLOS DE CONFIGURACIÓN

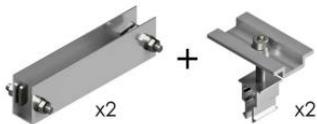
Para realizar una fila de 7 módulos se realizaría con 1 Kit de 4 + 1 Kit de 3 + 1 Kit de unión



Para realizar una fila de 10 módulos se realizaría con 1 kit de 4 + 1 Kit de 6 + 1 Kit de unión.



S15 Kit de unión



* Por dilataciones se recomienda no exceder de más de 20 metros por fila

Reservado el derecho a efectuar modificaciones - Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.

Ficha técnica - Sistema PS

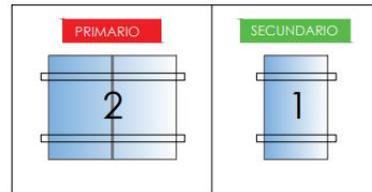
Para módulos de gran formato hasta 1350

Para módulos de hasta **2400x1350** - Sistema PS

2400x1350



Kits disponibles:



Sistema modular para instalaciones con módulos de gran formato de hasta 2400x1350.

El sistema consta de **1 kit primario** y X número de **kit secundario**

El Kit primario es un Kit para 2 módulos.

El Kit secundario es un producto complementario de 1 módulo para unirse al Kit primario al incorporar el Kit de unión.

Reservado el derecho a efectuar modificaciones. Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.

SOportes INCLINADOS COMPATIBLES CON EL SISTEMA PS

09V

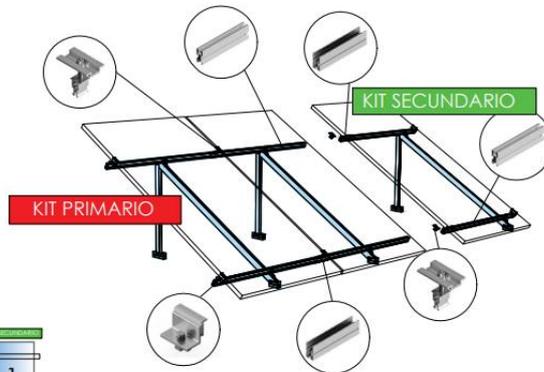
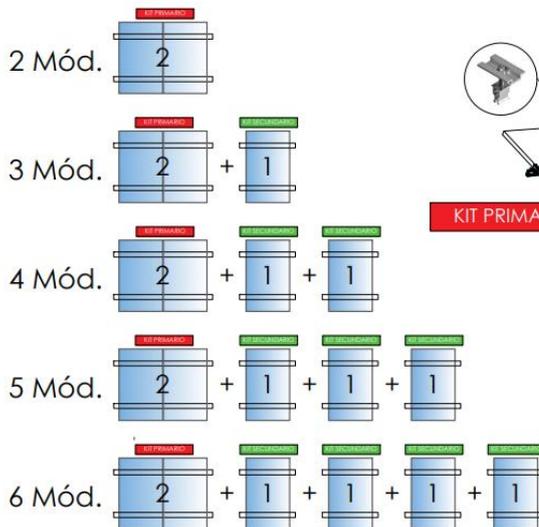
11V

12V

13V



EJEMPLOS DE CONFIGURACIÓN



* Por dilataciones se recomienda no exceder de más de 20 metros por fila

EXZHELLENT® Class SOLAR

H1Z2Z2-K - Libre de halógenos

1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) - 1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)

class
exZhelent SOLAR



NORMAS

CONSTRUCCIÓN

UNE-EN 50618
IEC 62930

REACCIÓN AL FUEGO*

UNE-EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2
UNE-EN 50525-1; IEC 62821-1 anexo B
UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2

CLASIFICACIÓN CPR

DOP 000163
Clase E_{ca}

CONSTRUCCIÓN

1. CONDUCTOR

Cobre estañado, clase 5
según UNE-EN 60228.

2. AISLAMIENTO

Compuesto libre de halógenos reticulado.

3. CUBIERTA EXTERIOR

Compuesto libre de halógenos reticulado.
Colores rojo o negro.

APLICACIONES

Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas (grandes plantas, edificios, industrias, naves agrícolas, para uso fijo o móvil con seguidores...).

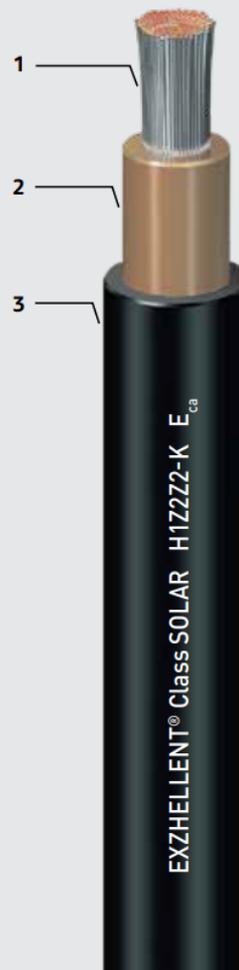
Puede ser instalado en bandejas, conductos y equipos.

A emplear en el lado de corriente continua en instalaciones de autoconsumo o entre paneles solares y string combiner boxes en grandes plantas de generación fotovoltaica.

Temperatura máxima del conductor:
+90 °C (120 °C durante 20000 horas).

Temperatura mínima de trabajo: -40 °C.

CERTIFICACIONES



* En azul ensayos de fuego válidos en la UE.



DESCÁRGATE LA DOP
(declaración de prestaciones)
<https://es.prysmiangroup.com/dop>

Nº DoP 000163

EXZHELLENT® Class SOLAR

H1Z2Z2-K - Libre de halógenos

class
exZhelent SOLAR



1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) - 1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)

ENSAYOS ADICIONALES

| | |
|------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Vida estimada | 25 años |
| Certificación | Bureau Veritas LCIE |
| Servicios móviles | SI |
| Doble aislamiento (clase II) | SI |
| Tª máxima de conductor | 90 °C (120 °C, 20000 h) |
| Adecuado para sistemas anti-PID | Tensión máxima eficaz: 1200 V (> 906 V) / Tensión máxima de pico: 1697 V (> 1468 V) |
| Máxima tensión de tracción | 50 N/mm ² durante el tendido / 15 N/mm ² en operación (instalado) |
| Resistencia al ozono | IEC 62930 Tab.3 según IEC 60811-403; UNE-EN 50618; Tab.2 según UNE-EN 50396 tipo de prueba B |
| Resistencia a los rayos uv | IEC 62930 Anexo E; UNE-EN 50618 Anexo E |
| Protección contra el agua | AD8 (sumersión) |
| Resistencia a ácidos y bases | IEC 62930 y UNE-EN 50618 Anexo B 7 días, 23 °C N-ácido oxálico, N-hidróxido sódico (según EC 60811-404; UNE-EN 60811-404) |
| Prueba de contracción | IEC 62930 Tab 2 según IEC 60811-503; UNE-EN 50618 Tab 2 según UNE-EN 60811-503 (máxima contracción 2 %) |
| Resistencia al calor húmedo | IEC 62930 Tab.2 y UNE-EN 50618 Tab. 21000 h a 90 °C y 85 % de humedad para IEC 60068-2-78, UNE-EN- 60068-2-78 |
| Resistencia de aislamiento a largo plazo | IEC 62821-2; UNE-EN 50395-9 (240 h/85 °C agua/ 1,8 kVdc) |
| Respetuoso con el medioambiente | Directiva RoHS 2011/65/EU de la Unión Europea |
| Ensayo de penetración dinámica | IEC 62930 Anexo D; EN 50618 Anexo D |
| Doblado a baja temperatura | Doblado y alargamiento a -40 °C según IEC 60811-504 y -505 y UNE-EN 50618 Tab.2 según UNE-EN 60811-1-4 y UNE-EN 60811-504 y -505 |
| Resistencia al impacto en frío | Resistencia al impacto a -40 °C según IEC 62930 Anexo C según IEC 60811-506 y UNE-EN 50618 Anexo C según UNE-EN 60811-506 |
| Durabilidad del mercado | IEC 62930; UNE-EN 50396 |

EXZHELLENT® Class SOLAR

H1Z2Z2-K - Libre de halógenos

class
exZhelent SOLAR



1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) - 1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS

| Número de conductores x sección | Diámetro máximo del conductor | Diámetro exterior del cable (valor máximo) | Radio mínimo de curvatura dinámico | Radio mínimo de curvatura estático | Peso kg/km | Resistencia del conductor a 20 °C | Intensidad máxima admisible al aire | Intensidad máxima admisible al aire. T ambiente 60 °C y T conductor 120 °C | Caida de tensión V/(A·km) |
|---------------------------------|-------------------------------|--------------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|------------|-----------------------------------|-------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------|---------------------------|
| (mm ²) | (mm) (1) | (mm) | (mm) | (mm) | (l) | (Ω/km) | A (2) | (3) | (2) |
| 1x1,5 | 1,8 | 5,4 | 22 | 16 | 33 | 13,7 | 24 | 30 | 27,4 |
| 1x2,5 | 2,4 | 5,9 | 24 | 18 | 45 | 8,21 | 34 | 41 | 16,42 |
| 1x4 | 3 | 6,6 | 26 | 20 | 61 | 5,09 | 46 | 55 | 10,18 |
| 1x6 | 3,9 | 7,4 | 30 | 22 | 80 | 3,39 | 59 | 70 | 6,78 |
| 1x10 | 5,1 | 8,8 | 35 | 26 | 124 | 1,95 | 82 | 98 | 3,90 |
| 1x16 | 6,3 | 10,1 | 40 | 30 | 186 | 1,24 | 110 | 132 | 2,48 |
| 1x25 | 7,8 | 12,5 | 63 | 50 | 286 | 0,795 | 140 | 176 | 1,59 |
| 1x35 | 9,2 | 14 | 70 | 56 | 390 | 0,565 | 182 | 218 | 1,13 |
| 1x50 | 11 | 16,3 | 82 | 65 | 542 | 0,393 | 220 | 276 | 0,786 |
| 1x70 | 13,1 | 18,7 | 94 | 75 | 742 | 0,277 | 282 | 347 | 0,554 |
| 1x95 | 15,1 | 20,8 | 125 | 83 | 953 | 0,210 | 343 | 416 | 0,42 |
| 1x120 | 17 | 22,8 | 137 | 91 | 1206 | 0,164 | 397 | 488 | 0,328 |
| 1x150 | 19 | 25,5 | 153 | 102 | 1500 | 0,132 | 458 | 566 | 0,264 |
| 1x185 | 21 | 28,5 | 171 | 114 | 1843 | 0,108 | 523 | 644 | 0,216 |
| 1x240 | 24 | 32,1 | 193 | 128 | 2394 | 0,0817 | 617 | 775 | 0,1634 |

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C).
→ XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).
Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,85.

(3) Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos).
Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima del conductor 120 °C. Valor que puede soportar el cable 20 000 h a lo largo de su vida estimada (25 años).

General Cable

A brand of
Prysmian
Group



| |
|----------|
| EG000020 |
| EC000055 |

Fusibles de cuchillas para instalaciones fotovoltaicas, con corriente 1000V DC y un poder de corte entre 33kA y 50kA. Capacidad de interrumpir sobreintensidades de valores reducidos, asociadas a fallos en sistemas fotovoltaicos (corrientes inversas, fallos múltiples en el sistema,..).



CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

Voltaje: 1000 Vdc

Rango de corriente: 40A – 630A

Poder de corte: 33 kA – 50 kA

Clase de servicio: gPV

Constante de tiempo **L/R**: 1-3 ms.

CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS

Cuerpo de cerámica MgO de alta resistencia

Como medio de extinción del arco se utiliza arena de cuarzo SiO₂ de alta pureza tratada químicamente

Contactos de cobre electrolítico bañado en estaño

Tapas de aluminio

Con indicador de fusión de níquel y cobre



EN 60269-6

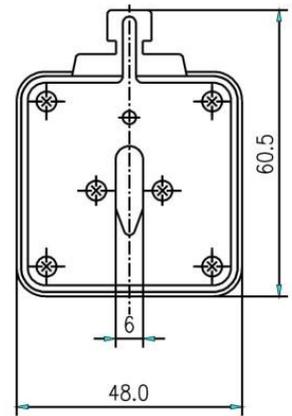
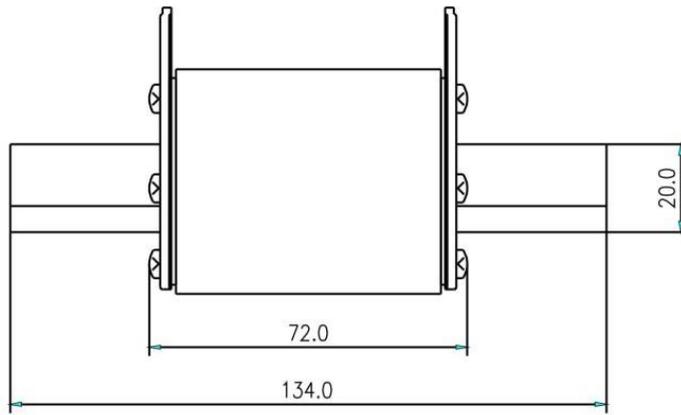
ESPECIFICACIONES GENERALES

| Artículo | Código | Embalaje | Corriente (A) | Tensión (Vdc) | Poder corte (kA) | Potencia disipada (W) 0,7In | Potencia disipada (W) 1,0In |
|-----------------------|---------|----------|---------------|---------------|------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| FUSIBLE AC-1 40 A gPV | 0117100 | 3 | 40 | 1000 | 50 | 8,5 | 18 |
| FUSIBLE AC-1 50 A gPV | 0117101 | 3 | 50 | 1000 | 50 | 9 | 19 |

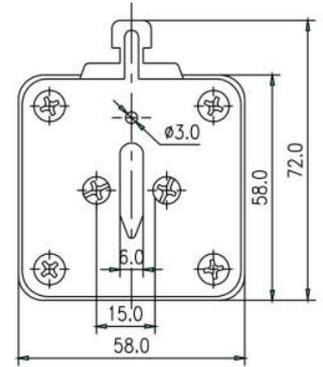
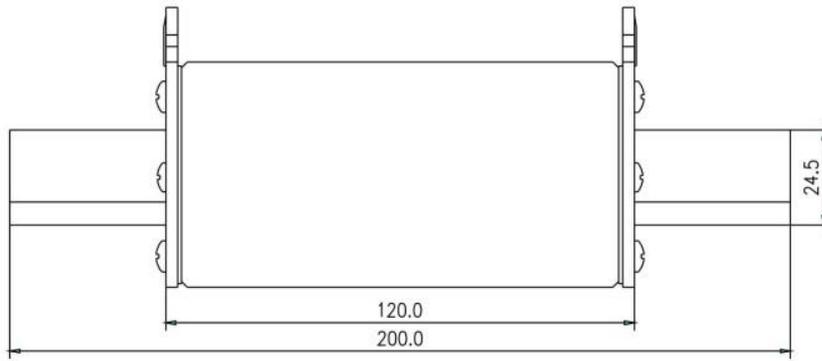
| | | | | | | | |
|--------------------------|---------|---|-----|------|----|------|------|
| FUSIBLE AC-1 63 A gPV | 0117102 | 3 | 63 | 1000 | 50 | 9,5 | 20,5 |
| FUSIBLE AC-1 80 A gPV | 0117103 | 3 | 80 | 1000 | 50 | 12 | 28 |
| FUSIBLE AC-1 100 A gPV | 0117104 | 3 | 100 | 1000 | 50 | 14 | 29,5 |
| FUSIBLE AC-1 125 A gPV | 0117105 | 3 | 125 | 1000 | 50 | 15,5 | 32 |
| FUSIBLE AC-1 160 A gPV | 0117106 | 3 | 160 | 1000 | 50 | 16,5 | 35 |
| FUSIBLE AC-1 200 A gPV | 0117107 | 3 | 200 | 1000 | 50 | 17 | 36 |
| FUSIBLE AC-2XL 125 A gPV | 0117108 | 1 | 125 | 1000 | 33 | 18 | 37 |
| FUSIBLE AC-2XL 160 A gPV | 0117109 | 1 | 160 | 1000 | 33 | 20 | 40 |
| FUSIBLE AC-2XL 200 A gPV | 0117110 | 1 | 200 | 1000 | 33 | 22 | 45 |
| FUSIBLE AC-2XL 250 A gPV | 0117111 | 1 | 250 | 1000 | 33 | 23 | 53 |
| FUSIBLE AC-2XL 315 A gPV | 0117112 | 1 | 315 | 1000 | 33 | 25 | 60 |
| FUSIBLE AC-2XL 350 A gPV | 0117113 | 1 | 350 | 1000 | 33 | 26 | 65,5 |
| FUSIBLE AC-2XL 400 A gPV | 0117114 | 1 | 400 | 1000 | 33 | 27,5 | 70 |
| FUSIBLE AC-3L 315 A gPV | 0117115 | 1 | 315 | 1000 | 33 | 27 | 62 |
| FUSIBLE AC-3L 350 A gPV | 0117116 | 1 | 350 | 1000 | 33 | 28 | 64 |
| FUSIBLE AC-3L 400 A gPV | 0117117 | 1 | 400 | 1000 | 33 | 30 | 73 |
| FUSIBLE AC-3L 500 A gPV | 0117118 | 1 | 500 | 1000 | 33 | 33 | 76 |
| FUSIBLE AC-3L 630 A gPV | 0117119 | 1 | 630 | 1000 | 33 | 36 | 108 |

DIMENSIONES (mm)

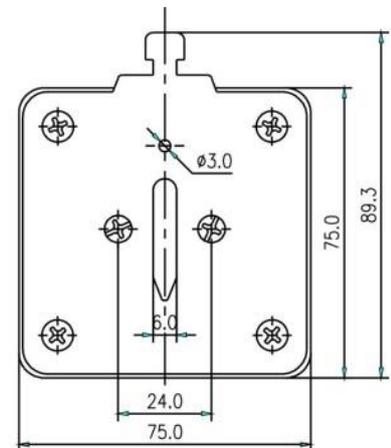
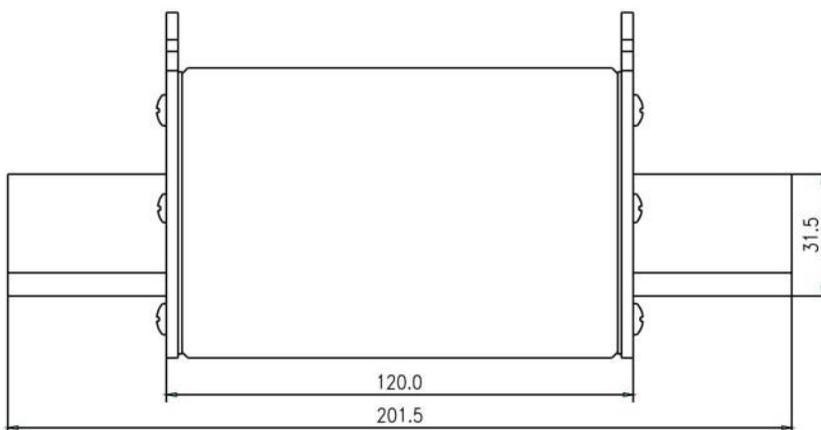
TAMAÑO 1



TAMAÑO 2XL

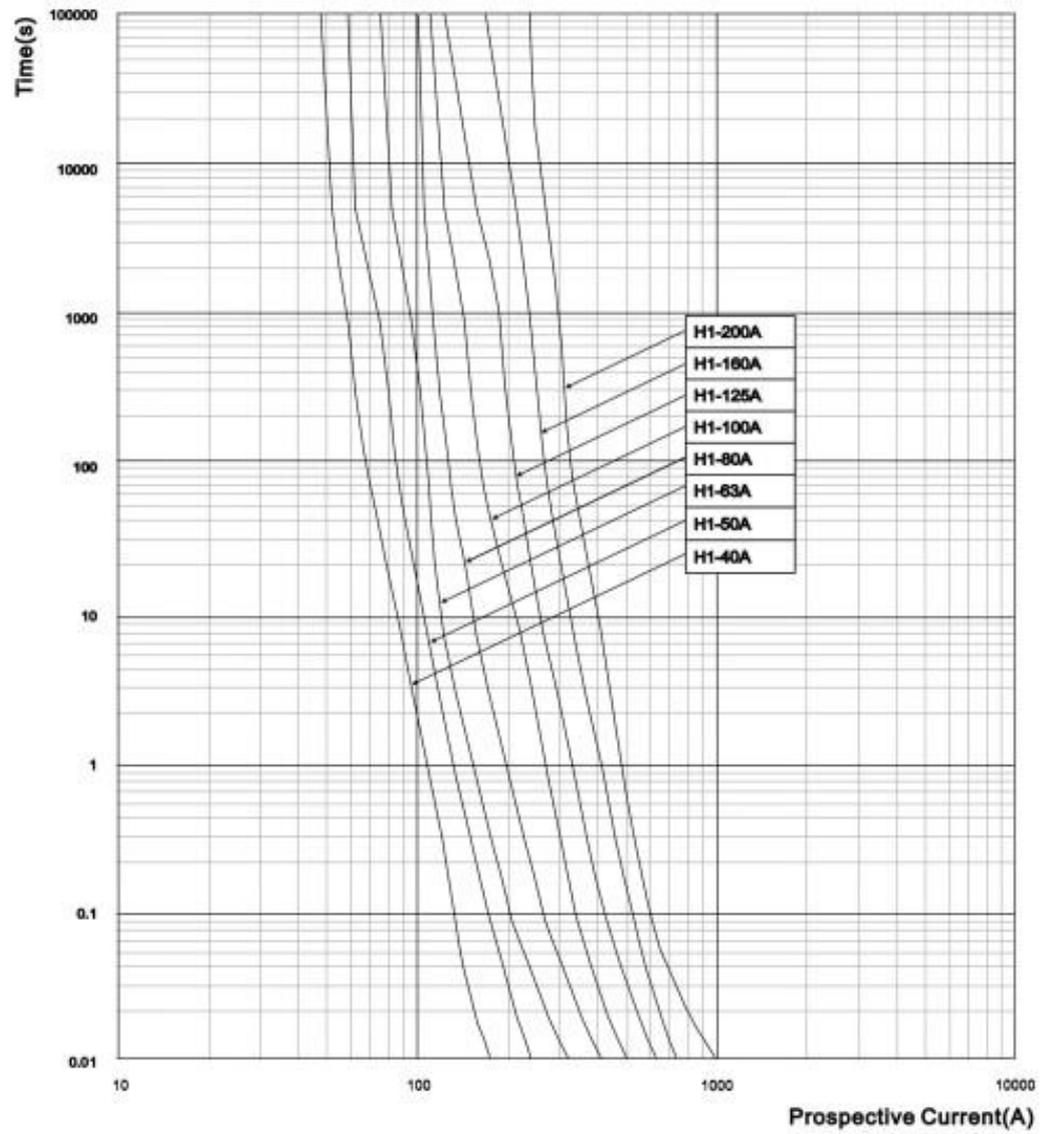


TAMAÑO 3L



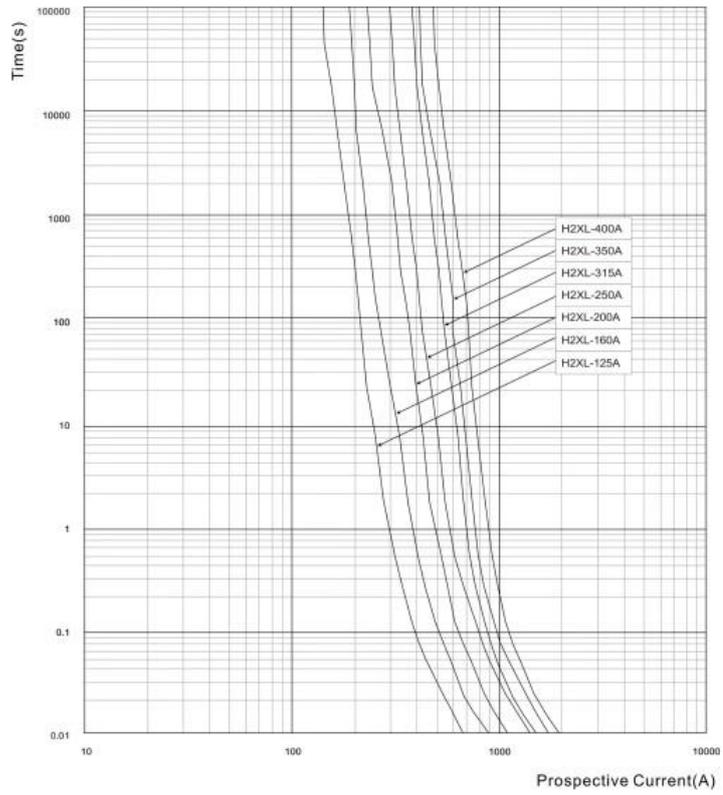
CURVA TIEMPO-CORRIENTE

TAMAÑO 1

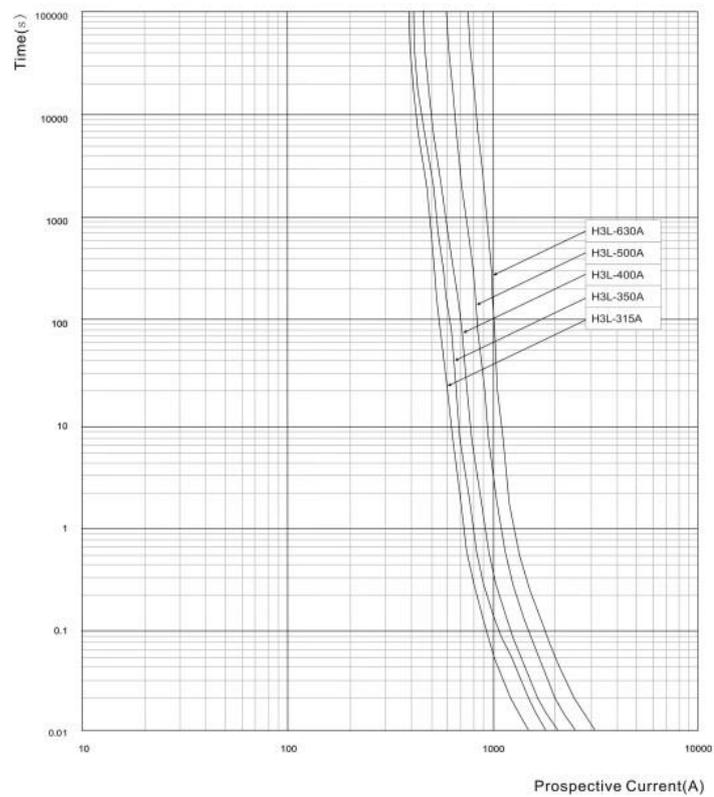


CURVA TIEMPO-CORRIENTE

TAMAÑO 2XL



TAMAÑO 3L

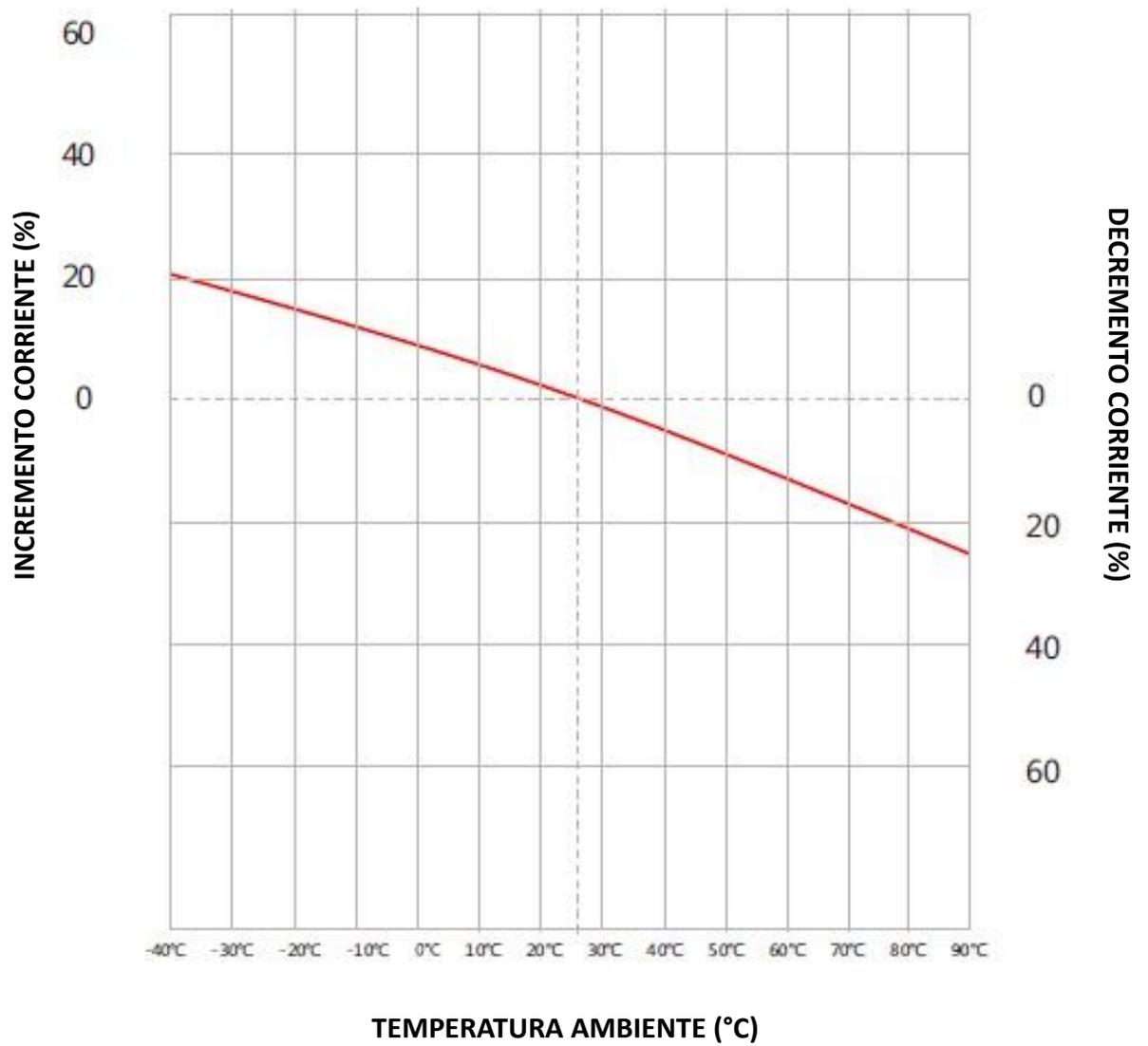


CURVA I2t

| Tipo | Corriente nominal | I²t (A²S) Prearco | I²t (A²S) Total |
|--------------|--------------------------|----------------------------------------------------|--------------------------------------------------|
| NH1 | 40 | 276 | 2486 |
| | 50 | 350 | 3230 |
| | 63 | 465 | 4200 |
| | 80 | 635 | 5738 |
| | 100 | 1295 | 11600 |
| | 125 | 2605 | 23000 |
| | 160 | 5205 | 46805 |
| | 200 | 9950 | 88900 |
| NH2XL | 125 | 1650 | 10150 |
| | 160 | 2615 | 18295 |
| | 200 | 4203 | 31100 |
| | 250 | 7730 | 57105 |
| | 315 | 17658 | 130126 |
| | 350 | 33480 | 273103 |
| | 400 | 63598 | 600782 |
| NH3L | 315 | 33285 | 133168 |
| | 350 | 30900 | 160835 |
| | 400 | 44126 | 230158 |
| | 500 | 48358 | 251316 |
| | 630 | 100235 | 520332 |

CURVA PÉRDIDA DE CORRIENTE (%) – TEMPERATURA AMBIENTE

Temperature derating curve



Ficha de producto



DX³ LEGRAND

C
 ———
 Magnetotérmico
 DX³ 25kA - 4P-
 400V~ - 80A -
 curva

REF. 409801 | EAN.
 3245064098014

Interruptor
 magnetotérmico
 para proteger las instalaciones
 eléctricas contra sobrecargas y
 cortocircuitos. También se puede
 utilizar para controlar y aislar la
 instalación.

Garantía 2 años

> [The product details page](#)

Descripción general

Interruptor magnetotérmico para proteger las instalaciones eléctricas contra sobrecargas y cortocircuitos. También se puede utilizar para controlar y aislar la instalación.

Descripción

Magnetotérmico DX3 25KA-C 4 polos 80A. Tetrapolar 400 V~ - Curva C - Intensidad nominal: 80A - Número de módulos: 6. MCB DX³ - 25 kA interruptores automáticos magnetotérmicos - curva C - protección de las salidas - Poder de corte: 25 kA - UNE-EN 60947-2 - 400 V~ - Admiten los auxiliares y todos los mandos motorizados - Conexión: entrada superior y salida inferior por bornas con tornillos - Los automáticos 2P/3P y 4P se asocian a los bloques diferenciales adaptables.

Características técnicas

| | |
|-----------------------------------------------------------|----------|
| Profundidad de instalación | 47 mm |
| Curva de disparo | C |
| Número de polos (total) | 4 |
| Número de polos protegidos | 4 |
| Corriente nominal | 80 A |
| Tensión nominal | 400 V |
| Tensión de aislamiento nominal U_i | 500 V |
| Resistencia a picos de tensión asignada (U_{imp}) | 6 kV |
| Tipo de tensión | AC |
| Poder de corte asignado I_{cu} según EN 60947-2 a 230 V | 50 kA |
| Poder de corte asignado I_{cu} según EN 60947-2 a 400 V | 25 kA |
| Frecuencia | 50-60 Hz |
| Montaje empotrado | Si |

| | |
|------------------------------------------------|-----------|
| Acoplamiento de conductor neutro | Si |
| Grado de contaminación | 3 |
| Equipos adicionales posibles | Si |
| Ancho en número de espacios modulares | 6 |
| Clase de protección (IP) | IP20 |
| Temperatura ambiente durante el funcionamiento | -25-70 °C |

| | |
|------------------------------------------------|--------------------------------|
| Sección de conductor conectable | 6-50 mm ² |
| Sección de conductor conectable sólido | 6-70 mm ² |
| Protección contra explosiones | No |
| Anchura | 106.8 mm |
| Altura | 127.5 mm |
| Profundidad | 79.2 mm |
| Resistencia al impacto | IK02 |
| Temperatura de almacenamiento | -40-70 °C |
| Voltaje nominal | 360-440 V |
| Sentido del suministro eléctrico | Por la parte superior inferior |
| Indicación de marcas de los bornes de conexión | No |
| Color | Gris |

| | |
|------------------------------------------|--------------------|
| Número RAL | 7035 |
| Libre de halógenos | TRUE |
| Método de conexión | Terminal enroscado |
| Tipo de conexión | Cable |
| Espacio de la etiqueta/área de impresión | TRUE |
| Tipo de montaje | Carril DIN |

Documentación

—

Documentación Técnica



LE03603AG.pdf | PDF (1.79Mo)



F01205EN-00.pdf | PDF (2.51Mo)



F01205FR-02.pdf | PDF (1.56Mo)

Certificados



LGRP-00269-V01.01-EN.pdf | PDF (0.97Mo)



LOVAG-IT 12.013

CAD y especificaciones de diseño / BIM



409803.dwg | DWG (0.22Mo)

Hoja de características del producto

Especificaciones



INS250 4P

31107

Principal

| | |
|-----------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Gama | ComPact |
| Tipo De Producto O Componente | Interruptor seccionador |
| Nombre Del Producto | Compact INSE |
| Número De Polos | 4P |
| Tipo De Red | AC Corriente continua |
| Frecuencia De Red | 50/60 Hz |
| [Ie] Corriente Nominal De Empleo | AC-22A, estado 1 250 A AC 50/60 Hz 220/240 V AC-22A, estado 1 250 A AC 50/60 Hz 380/415 V AC-22A, estado 1 250 A AC 50/60 Hz 440/480 V AC-22A, estado 1 250 A AC 50/60 Hz 480 V NEMA AC-22A, estado 1 250 A AC 50/60 Hz 500/525 V AC-22A, estado 1 250 A AC 50/60 Hz 660/690 V AC-23A, estado 1 250 A AC 50/60 Hz 220/240 V |

AC-23A, estado 1 250 A AC 50/60 Hz 380/415 V
 AC-23A, estado 1 250 A AC 50/60 Hz 440/480 V
 AC-23A, estado 1 250 A AC 50/60 Hz 480 V NEMA
 AC-23A, estado 1 250 A AC 50/60 Hz 500/525 V
 AC-23A, estado 1 250 A AC 50/60 Hz 660/690 V
 DC-22A, estado 1 250 A corriente continua 125 V 2 polos en serie
 DC-22A, estado 1 250 A corriente continua 250 V 4 polos en serie
 DC-23A, estado 1 250 A corriente continua 125 V 2 polos en serie
 DC-23A, estado 1 250 A corriente continua 250 V 4 polos en serie

| | |
|-------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| [Ui] Tensión Nominal De Aislamiento | 750 V AC 50/60 Hz |
| [Ith] Corriente Térmica Convencional | 250 A en 60 °C |
| [Icm] Capacidad Nominal De Cortocircuito | 30 kA solo interruptor-seccionador 690 V AC en 50/60 Hz 330 kA con interruptor automático aguas arriba 690 V AC en 50/60 Hz |
| [Ue] Tensión Nominal De Empleo | 250 V corriente continua 690 V AC 50/60 Hz |
| Poder De Seccionamiento | Sí |
| Indicador De Posición Del Contacto | Sí |
| Corte Visible | No |
| Grado De Contaminación | 3 |

Complementario

| | |
|---------------------------|-----------------|
| Tipo De Control | Mando rotativo |
| Color De La Maneta | Negro |
| Tipo De Montaje | Fijo |
| Soporte De Montaje | Carril Placa |

28 nov 2023

| | |
|-----------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Conexión Superior | Frontal |
| Conexión Hacia Abajo | Parte delantera |
| Potencia Máxima | AC-23, estado 1 132 kW en 380/415 V AC 50/60 Hz AC-23, estado 1 150 kW en 440 V AC 50/60 Hz AC-23, estado 1 150 kW en 480 V AC 50/60 Hz - tipo de cable: NEMA) AC-23, estado 1 160 kW en 500/525 V AC 50/60 Hz AC-23, estado 1 210 kW en 660/690 V AC 50/60 Hz AC-23, estado 1 75 kW en 220/240 V AC 50/60 Hz AC-23, estado 1 75 kW en 230 V AC 50/60 Hz - tipo de cable: NEMA) |
| Servicio Nominal | Ininterrumpido |

Aviso Legal: Esta documentación no pretende sustituir ni debe utilizarse para determinar la adecuación o la fiabilidad de estos productos para aplicaciones específicas de los usuarios

| | |
|-------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| [Icw] Corriente Temporal Admisible | 1,8 kA durabilidad eléctrica 30 s acorde a valores instantáneos y de demanda 2,2 kA durabilidad eléctrica 20 s acorde a valores instantáneos y de demanda 4,9 kA durabilidad eléctrica 3 s acorde a valores instantáneos y de demanda 8,5 kA durabilidad eléctrica 1 s acorde a valores instantáneos y de demanda |
| Durabilidad Mecánica | 15000 ciclos |
| Durabilidad Eléctrica | AC-22A, estado 1 1500 ciclos 440 V AC 50/60 Hz AC-22A, estado 1 1500 ciclos 500 V AC 50/60 Hz AC-22A, estado 1 1500 ciclos 690 V AC 50/60 Hz AC-23A, estado 1 1500 ciclos 440 V AC 50/60 Hz AC-23A, estado 1 1500 ciclos 500 V AC 50/60 Hz AC-23A, estado 1 1500 ciclos 690 V AC 50/60 Hz DC-22A, estado 1 1500 ciclos 250 V corriente continua 4 polos en serie DC-23A, estado 1 1500 ciclos 250 V corriente continua 4 polos en serie |
| Paso De Conexión | 35 mm |
| Altura | 136 mm |
| Anchura | 140 mm |
| Profundidad | 96 mm |
| Peso Del Producto | 2,2 kg |

Entorno

| | |
|-----------------------------------------------|------------------------------------------------|
| Normas | Valores instantáneos y de demanda En > 40 A |
| Certificaciones De Producto | KEMA-KEUR CCC |
| Grado De Protección Ip | IP40 acorde a IEC 60529 |
| Grado De Protección Ik | IK07 acorde a H |
| Temperatura Ambiente De Funcionamiento | -25...70 °C |
| Temperatura Ambiente De Almacenamiento | -50...85 °C |

Unidades de embalaje

| | |
|-------------------------------------------|------------|
| Tipo De Unidad De Paquete 1 | PCE |
| Número De Unidades En El Paquete 1 | 1 |
| Paquete 1 Altura | 17,000 cm |
| Paquete 1 Ancho | 13,700 cm |
| Paquete 1 Longitud | 16,300 cm |
| Paquete 1 Peso | 2,420 kg |
| Tipo De Unidad De Paquete 2 | S04 |
| Número De Unidades En El Paquete 2 | 9 |
| Paquete 2 Altura | 30,000 cm |
| Paquete 2 Ancho | 40,000 cm |
| Paquete 2 Longitud | 60,000 cm |
| Paquete 2 Peso | 22,654 kg |
| Tipo De Unidad De Paquete 3 | P12 |
| Número De Unidades En El Paquete 3 | 36 |
| Paquete 3 Altura | 50,000 cm |
| Paquete 3 Ancho | 80,000 cm |
| Paquete 3 Longitud | 120,000 cm |
| Paquete 3 Peso | 102,616 kg |

Información Logística

| | |
|-----------------------|----|
| País De Origen | ES |
|-----------------------|----|

Garantía contractual

| | |
|----------------------------|-----------|
| Periodo De Garantía | 18 months |
|----------------------------|-----------|

Sostenibilidad

La **etiqueta Green Premium™** refleja el compromiso de Schneider Electric de ofrecer productos con el mejor rendimiento medioambiental de su clase. Green Premium promete el cumplimiento de las normativas más recientes y transparencia en cuanto a los impactos medioambientales, además de productos circulares y que generen bajas emisiones de CO₂. [Más información](#)



Transparencia RoHS/REACH

Rendimiento de la sostenibilidad

 Sin Mercurio

 Información Sobre Exenciones De RoHS Sí

Certificaciones y estándares

4

Directiva RoHS Ue

Conforme

[Declaración RoHS UE](#)

Normativa De RoHS China

[Declaración RoHS China](#)

Producto fuera del ámbito de RoHS China. Declaración informativa de sustancias

Comunicación Ambiental

[Perfil ambiental del producto](#)

Raee

En el mercado de la Unión Europea, el producto debe desecharse de acuerdo con un sistema de recolección de residuos específico y nunca terminar en un contenedor de basura.

Perfil De Circularidad

[Información de fin de vida útil](#)