

Proyecto Fin de Carrera  
Ingeniería de Tecnologías Industriales

# **Proyecto Instalación Fotovoltaica de Autoconsumo en Industria de Productos Alimenticios Almisur S.L.**

Autora:

M.<sup>a</sup> Luisa González Bernabé

Tutor:

Pablo José Matute Martín

Profesor asociado

Dpto. de Ingeniería de la Construcción y Proyectos de la Ingeniería

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2021

# Agradecimientos

---

Agradecer a mis padres todo lo que hacen por mí, su apoyo y su amor incondicional; a mi hermana por ser el gran pilar de mi vida y por la maravillosa familia que ha formado.

Gracias a mis niñas de la calle por crecer juntas y estar conmigo siempre; a las grandes personas que he conocido en este camino y, por supuesto, a los que habéis sido mi día a día durante todos estos años: Carla, Irene, Isa, Nacho e Iván, sin vosotros no lo hubiera conseguido.

Agradecer a Pablo ser mi tutor y orientarme en este Proyecto.

*M<sup>a</sup> Luisa González Bernabé*  
*Grado de Ingeniería en Tecnologías Industriales*  
*Sevilla, 2021*

# Resumen

---

El cambio climático es un hecho irrevocable que afecta a la salud de las personas, las economías y el desarrollo de la humanidad. Evitarlo ya no es posible, sin embargo, podemos reducirlo con ayuda de todos disminuyendo las emisiones de gases de efecto invernadero. El desarrollo de nuevas tecnologías que fomenten el empleo de energías renovables, tales como la energía solar fotovoltaica, es fundamental para evolucionar hacia una economía sostenible en la que las emisiones netas sean nulas.

En el presente Proyecto se desarrolla el diseño de una Instalación Fotovoltaica de Autoconsumo en la Industria de Productos Alimenticios Almisur S.L. de 662,40 kW<sub>p</sub> de potencia. Se describen todas las características técnicas y se justifican los cálculos realizados, así como el procedimiento seguido.

Se trata de una instalación coplanar a la cubierta de la nave industrial, compuesta por 1.440 módulos fotovoltaicos de 460 W<sub>p</sub> conectados a tres inversores. La planta se acoge a la modalidad de autoconsumo con excedentes no acogida a compensación, vendiendo los excedentes de energía al mercado eléctrico.

El objetivo principal de la instalación es reducir el importe de las facturas eléctricas de la industria mediante el autoconsumo de la energía generada y la venta de excedentes, al mismo tiempo que se lucha contra el cambio climático reduciendo las emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera.

# Abstract

---

In today's world climate change is a fact and it implacably affects the health of people, the world economies and everything related to human development. We can no longer stop it from happening. However, we may help ease the effects by reducing our greenhouse gas emissions. Originating new technologies that promote the use of renewable energy such as photovoltaic solar energy is key to help us evolve into more sustainable economic models where these type of emissions disappear.

The present Project displays a comprehensive design of a photovoltaic self-consumption installation of 662.40 kW<sub>p</sub> of power in the food industry company Almisur, S.L. All technical features are described and the calculations are proved in this document, and so is the method chosen by the author.

The installation is coplanar on the roof the company building and it is formed by 1440 photovoltaic modules of 460 W<sub>p</sub> connected to three inverters. The plant abides by the self-consumption modality with surpluses not eligible for compensation and sells surplus energy to the electricity market.

The chief goal of this technology is to reduce the electricity expenses, that is to say, to increase economic saving by consuming self-generated energy and through selling surpluses, and at the same time decreasing CO<sub>2</sub> emissions to the atmosphere and hence helping fight climate change.

# Índice

---

<b>Agradecimientos</b>	<b>ix</b>
<b>Resumen</b>	<b>xi</b>
<b>Abstract</b>	<b>xiii</b>
<b>Índice</b>	<b>xiv</b>
<b>Índice de Tablas</b>	<b>xvi</b>
<b>Índice de Figuras</b>	<b>xvii</b>
<b>Notación</b>	<b>xviii</b>
<b>1 Antecedentes</b>	<b>1</b>
<b>2 Introducción a la Energía Solar Fotovoltaica</b>	<b>3</b>
2.1. <i>Componentes principales de una instalación fotovoltaica</i>	3
2.1.1 Módulos fotovoltaicos	4
2.1.2 Inversores	4
2.1.3 Baterías	5
2.1.4 Reguladores de carga	5
2.2. <i>Autoconsumo</i>	6
2.2.1. Autoconsumo sin excedentes	6
2.2.2. Autoconsumo con excedentes	6
<b>3 Memoria Descriptiva</b>	<b>9</b>
3.1. <i>Objeto del Proyecto</i>	9
3.2. <i>Situación y emplazamiento</i>	9
3.3. <i>Legislación aplicable</i>	10
3.4. <i>Antecedentes generales</i>	11
3.5. <i>Descripción general</i>	11
3.6. <i>Descripción de la instalación fotovoltaica</i>	11
3.6.1. Generalidades	11
3.6.2. Módulos fotovoltaicos	12
3.6.3. Estructura soporte	13
3.6.4. Inversores	14
3.6.5. Cableado	15
3.6.6. Red interior	15
3.6.7. Puesta a tierra	15
3.6.8. Infraestructura eléctrica	16
3.7. <i>Pruebas</i>	17
3.8. <i>Trámites administrativos</i>	17
3.8.1. Tramitación requerida antes de instalar	17
3.8.2. Tramitación requerida después de instalar	18

<b>4</b>	<b>Memoria de Cálculo</b>	<b>19</b>
4.1.	<i>Antecedentes energéticos</i>	19
4.2.	<i>Cálculos principales del sistema fotovoltaico</i>	20
4.2.1.	Descripción general de la instalación	20
4.2.2.	Orientación e inclinación de los módulos	20
4.2.3.	Número de módulos conectados en serie	22
4.2.4.	Número de módulos conectados en paralelo	24
4.3.	<i>Configuración del sistema fotovoltaico</i>	24
4.4.	<i>Pérdidas en el sistema fotovoltaico</i>	25
4.5.	<i>Energía generada en el sistema fotovoltaico</i>	27
4.6.	<i>Distribución módulos fotovoltaicos</i>	30
4.7.	<i>Estructura soporte módulos fotovoltaicos</i>	31
4.8.	<i>Cálculo de sección de conductores</i>	32
4.8.1.	Conductores de corriente continua	32
4.8.2.	Conductores de corriente alterna	35
4.9.	<i>Protecciones</i>	36
4.9.1.	Protecciones del sistema fotovoltaico	36
4.9.2.	Protecciones de baja tensión	37
4.10.	<i>Puesta a tierra</i>	38
4.10.1.	Cálculo de puesta a tierra lado CA	39
4.11.	<i>Análisis económico-financiero del sistema fotovoltaico</i>	39
4.12.	<i>Justificación de la potencia pico del sistema fotovoltaico</i>	41
<b>5</b>	<b>Plan de Gestión de Residuos</b>	<b>43</b>
5.1.	<i>Introducción</i>	43
5.2.	<i>Legislación aplicable</i>	43
5.3.	<i>Descripción de la obra</i>	43
5.4.	<i>Identificación de residuos generados</i>	43
5.5.	<i>Estimación de la cantidad de residuos generados</i>	45
5.6.	<i>Medidas de prevención</i>	45
5.7.	<i>Operaciones de valoración y eliminación</i>	46
5.8.	<i>Medidas de gestión de residuos</i>	46
5.9.	<i>Coste previsto para la gestión de RCDs</i>	47
<b>6</b>	<b>Mediciones y Presupuesto</b>	<b>49</b>
<b>7</b>	<b>Planos</b>	<b>57</b>
	<b>Referencias</b>	<b>64</b>
	<b>Glosario</b>	<b>65</b>

# ÍNDICE DE TABLAS

---

Tabla 3-1. Comparación características módulos fotovoltaicos.	13
Tabla 4-1. Datos del contrato de suministro y consumo energético medio de Almisur S.L.	19
Tabla 4-2. Cálculo del número máximo y mínimo de módulos conectados en serie.	23
Tabla 4-3. Cálculo del número de <i>strings</i> del sistema.	24
Tabla 4-4. Características inversores del sistema fotovoltaico.	24
Tabla 4-5. Características configuración del sistema fotovoltaico.	25
Tabla 4-6. Resultados generales PR y pérdidas del sistema.	25
Tabla 4-7. Resultados generales de la producción de energía del sistema.	27
Tabla 4-8. Balances y resultados mensuales medios de la producción del sistema.	29
Tabla 4-9. Consumo energético de Almisur S.L. en el mes de octubre.	29
Tabla 4-10. Unidades de estructura soporte para módulos FV según disposición en cubierta.	32
Tabla 4-11. Cálculo sección de conductores de CC.	35
Tabla 4-12. Cálculo sección de conductores de CA.	36
Tabla 4-13. Estudio financiero de instalación fotovoltaica Almisur S.L.	40
Tabla 4-14. Comparación de valores energéticos y económicos en plantas de diferentes potencias.	42
Tabla 5-1. Residuos generados identificados con el código LER.	45
Tabla 5-2. Estimación de la cantidad de residuos generados.	45
Tabla 5-3. Cantidad de residuo generado para su separación reglamentaria.	46
Tabla 5-4. Coste previsto para la gestión de RCDs.	47

# ÍNDICE DE FIGURAS

---

Figura 2-1. Curva característica I-V de un módulo fotovoltaico.	4
Figura 2-2. Diagramas de autoconsumo sin excedentes.	6
Figura 2-3. Diagramas de autoconsumo con excedentes acogidas a compensación.	7
Figura 2-4. Diagramas de autoconsumo con excedentes no acogidas a compensación.	8
Figura 3-1. Planta de la nave nustrial Almisur S.L.	9
Figura 3-2. Vista 3D de la nave industrial Almisur S.L.	10
Figura 4-1. Curva de carga Almisur S.L.	20
Figura 4-2. Ángulos de inclinación y orientación de módulos fotovoltaicos.	21
Figura 4-3. Plano irradiancia cubierta nave industrial Almisur S.L.	21
Figura 4-4. Porcentaje de energía respecto al máximo como consecuencia de las pérdidas por orientación e inclinación.	22
Figura 4-5. Proporción de rendimiento (PR) mensual del sistema fotovoltaico.	26
Figura 4-6. Diagrama de iso-sombreados del sistema fotovoltaico.	26
Figura 4-7. Diagrama de pérdidas del sistema fotovoltaico.	27
Figura 4-8. Producción normalizada mensual del sistema fotovoltaico.	28
Figura 4-9. Curva de carga con producción FV de Almisur S.L.	30
Figura 4-10. Vista planta distribución módulos fotovoltaicos en cubierta industrial Almisur S.L.	30
Figura 4-11. Vista 3D distribución módulos fotovoltaicos en cubierta industrial Almisur S.L.	31
Figura 4-12. Gráfico del estudio financiero de la instalación fotovoltaica Almisur S.L.	41



# Notación

---

A	Amperio
$\alpha$	Ángulo acimut
$\beta$	Ángulo de inclinación
Cu	Cobre
°C	Grado Celsius
kg	Kilogramo
kN	Kilonewton
kWh	Kilovatio hora
m <sup>2</sup>	Metros cuadrados
$\Omega$	Ohmio
V	Voltio
W	Vatio
W <sub>p</sub>	Vatio pico

# 1 ANTECEDENTES

---

*“La emergencia climática es una carrera que estamos perdiendo, pero es una carrera que podemos ganar.”*

*António Guterres, 2019*

En las últimas décadas, el gran aumento de las concentraciones de gases de efecto invernadero ha provocado un aumento progresivo de la temperatura media de la Tierra. Las emisiones de CO<sub>2</sub> se han incrementado aproximadamente en un 50% desde 1990, y todavía no han alcanzado su valor máximo [1]. Subidas en el nivel del mar, desertización, incendios forestales, catástrofes climáticas más intensas y frecuentes, escasez de agua y alimentos, crisis de refugiados, desbordamiento de gobiernos y guerras son sólo algunos de los efectos nocivos que implica el cambio climático en la salud de las personas, la economía y el desarrollo de la humanidad, y todos ellos están interrelacionados.

Evitar el cambio climático ya no es posible. Sin embargo, podemos reducirlo con ayuda de todos. El objetivo del Acuerdo de París<sup>1</sup> de mantener el calentamiento global por debajo de 2°C está en peligro, pero todavía existen vías que nos permiten luchar por este compromiso.

Las medidas ideadas para frenar las emisiones de gases de efecto invernadero abarcan áreas muy diversas, como el desarrollo de las energías renovables, la adaptación y resistencia ante catástrofes naturales, la mejora de ciudades e infraestructuras, una agricultura más sostenible, el cuidado de bosques y océanos y la unión de financiación pública y privada para crear una estructura económica perservere para conseguir emisiones netas cero [2]. Todas estas áreas se tienen que abordar de manera conjunta, ya que sólo de esta manera se pueden crear soluciones factibles y efectivas que ayuden a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero para asegurar así un desarrollo sostenible de todas las economías que garantice la igualdad de oportunidades para todo el mundo y que proteja a los más afectados por los efectos negativos del cambio climático.

En este contexto, las energías renovables y el desarrollo de nuevas tecnologías juegan un papel muy importante. Con la reducción de las subvenciones para combustibles fósiles y un aumento del empleo en empresas de energías renovables se puede evolucionar hacia una economía sostenible en la que las emisiones netas sean nulas.

---

<sup>1</sup> El Acuerdo de París es el primer acuerdo universal y jurídicamente vinculante sobre el cambio climático, adoptado en la Conferencia sobre el Clima de París (COP21) en diciembre de 2015 [7].



# 2 INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA SOLAR FOTVOLTAICA

---

EL Sol, una de las mayores fuentes de energía renovable que existen, es un recurso natural e ilimitado que nos permite obtener energía a partir de la radiación que emite. La energía solar fotovoltaica es la transformación directa de la radiación solar en electricidad [3].

Los módulos fotovoltaicos están compuestos por células solares asociadas entre sí, y cuando la luz solar incide en estas células, se produce un bombardeo de fotones que libera los electrones de los átomos de silicio que las conforman, convirtiendo así la radiación del Sol en energía eléctrica.

La obtención de la electricidad a partir de la energía solar se realiza sin necesidad de ningún tipo de reacción o combustión, lo que implica una reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> en la atmósfera, así como de otros contaminantes. Al no requerir combustibles, no existe dependencia con los países productores de éstos, favoreciendo el crecimiento de las comunidades mediante el autoabastecimiento. Los sistemas fotovoltaicos se pueden instalar en zonas rurales y lugares alejados de la red eléctrica, fomentando el desarrollo de las tecnologías propias y el autoconsumo. Asimismo, son instalaciones silenciosas, con una vida útil muy larga y que apenas precisan mantenimiento. Su instalación es simple y gracias a su aspecto estético y sus múltiples acoplamientos, son muy fáciles de integrar en cualquier espacio. Resisten condiciones climáticas adversas como fuertes vientos, granizo, cambios bruscos de temperatura y humedad.

Según la configuración de las instalaciones fotovoltaicas, se pueden clasificar en varios grupos:

- **Instalaciones fotovoltaicas aisladas:** tienen por objeto cubrir las necesidades de energía eléctrica en lugares aislados donde no existe conexión alguna con la red eléctrica. Sus aplicaciones más frecuentes son suministrar electricidad para bombeo de agua en riego y ganadería; para electrificar zonas rurales alejadas o con difícil acceso a la Red de Distribución Pública, y para mantener operativas instalaciones de comunicaciones, señalización e iluminación en lugares como carreteras y túneles. Dentro de este tipo de instalaciones existen muchas configuraciones en función de la aplicación, pudiendo incluir dispositivos como baterías, inversores y reguladores.
- **Instalaciones fotovoltaicas asistidas:** son aquellas instalaciones en las que existe conexión con la red eléctrica, pero el generador fotovoltaico no puede estar trabajando con ella en paralelo. Existe un conmutador que conecta el consumo eléctrico con una de estas fuentes, siendo cualquiera de las dos la prioritaria, y dejando la otra como fuente de apoyo en caso de insuficiencia energética, fallo o incidencia.
- **Instalaciones fotovoltaicas interconectadas:** en este tipo de instalaciones los generadores fotovoltaicos sí pueden trabajar en paralelo con la red eléctrica. El flujo de energía eléctrica se permite en todas las direcciones, por lo que si los módulos fotovoltaicos producen más energía de la consumida, el exceso se podrá inyectar en la Red de Distribución Pública. En caso de no ser suficiente la energía obtenida en el campo solar para satisfacer el consumo, se suministrará electricidad de la red eléctrica.

## 2.1. Componentes principales de una instalación fotovoltaica

El componente principal de una instalación fotovoltaica es el módulo fotovoltaico, compuesto por células solares. Sin embargo, existen otros elementos que se requieren dependiendo del tipo de instalación.

### 2.1.1 Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos son la asociación serie, y en ocasiones paralelo, de células solares, las cuales son los dispositivos básicos de conversión de energía solar en eléctrica [3].

La transformación de energía se produce mediante el denominado “efecto fotovoltaico”. La radiación solar incide sobre una de las caras de las células solares, normalmente compuestas por átomos de silicio, liberando los electrones de la capa de valencia y creando una diferencia de potencial eléctrico con la otra cara, generando así corriente continua.

El objetivo de formar módulos fotovoltaicos agrupando células solares es crear asociaciones protegidas y vinculadas al exterior con elementos estructurales y electrónicos comunes, como la cubierta, el marco, la caja de conexiones y los diodos.

Las características que definen un módulo dependen del material, del tipo de células y del número de éstas que lo componen. Su comportamiento se representa mediante su curva característica I-V.

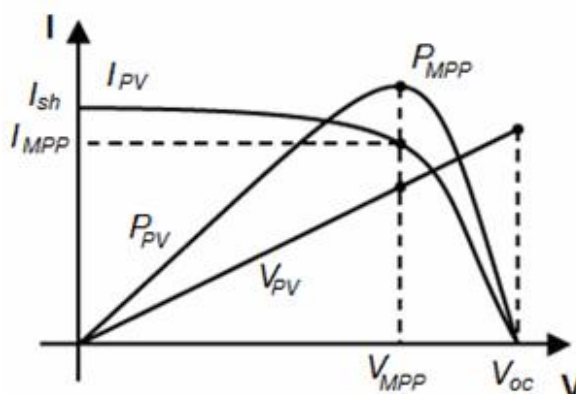


Figura 2-1. Curva característica I-V de un módulo fotovoltaico [8].

La curva característica I-V es la representación de la potencia generada por un módulo según los valores de tensión e intensidad. Viene determinada principalmente por tres puntos:

- Punto de máxima potencia ( $P_{MPP}$ ): es el punto más alto de la curva, el cuál indica la máxima cantidad de potencia que el módulo puede generar. Se corresponde con un valor de tensión  $V_{MPP}$  y un valor de intensidad  $I_{MPP}$ .
- Intensidad de cortocircuito ( $I_{SH}$ ): es la intensidad que produce el módulo cuando se somete a cortocircuito, es decir, cuando la tensión es nula.
- Tensión de circuito abierto ( $V_{OC}$ ): es la tensión del módulo para la cual la intensidad es nula, es decir, se aplica circuito abierto en el generador.

Cuando un módulo fotovoltaico produce la máxima cantidad de potencia en condiciones estándar se dice que ha alcanzado su punto de “potencia pico”, expresada en unidad de vatio pico ( $W_p$ ). Las condiciones estándar, establecidas por la norma UNE-EN 60904, son las siguientes:

- Temperatura de la célula solar:  $25^{\circ}C$
- Nivel de irradiancia:  $E=100 W/m^2$
- Distribución espectral:  $AM=1,5$

### 2.1.2 Inversores

Es el dispositivo encargado de transformar la corriente continua que sale del módulo fotovoltaico en corriente alterna. El objetivo es convertir la energía para que pueda ser empleada por los consumidores. Los fabricantes deben asegurar una gran eficiencia en la conversión, minimizando las pérdidas de energía y garantizando una elevada fiabilidad del producto.

Los inversores de conexión a red están diseñados para cubrir un amplio rango de potencias. Se seleccionan según el rango de tensión a la salida del campo solar (lado CC) y de la potencia pico máxima de entrada que soportan, así como de los valores de salida (lado CA) que son capaces de proporcionar. Es obligatorio que dispongan de protecciones contra sobretensión, sobreintensidad, cortocircuito, sobrecalentamiento y funcionamiento en isla, además de seguidor de punto de máxima potencia.

Los inversores de aislada, para instalaciones que no están conectadas a la red eléctrica, se diseñan para una tensión específica de entrada denominada “tensión de entrada nominal”, cuyos valores suelen ser 12, 24 y 48 V. Estas instalaciones precisan de baterías que acumulen la energía cuando no haya luz solar, por lo que el inversor tiene que ser capaz de transformar la energía ya sea proveniente del campo solar o de las baterías. Están programados para gestionar adecuadamente el suministro y el consumo de la electricidad, e incorporan protecciones para no dañar ni las baterías ni los módulos fotovoltaicos.

### 2.1.3 Baterías

Las baterías son los dispositivos encargados de almacenar energía eléctrica en forma de energía química. En ellas, se produce una reacción de tipo reversible que permite transformar la corriente en energía química, y viceversa.

La generación de energía eléctrica en una instalación fotovoltaica depende fundamentalmente de las condiciones climáticas del medio en el que se encuentra. La cantidad de energía producida varía constantemente en función de la hora del día, la radiación solar y otros factores meteorológicos como niebla, nubes, lluvia o nieve. Asimismo, el consumo de energía eléctrica tampoco es un parámetro estable debido a que depende de las necesidades que el usuario tenga en cada momento. Es por ello que, en muchas ocasiones, se haga indispensable el empleo de baterías en instalaciones de autoconsumo.

Estos dispositivos permiten que el consumidor almacene la energía eléctrica no empleada instantáneamente para poder hacer uso de ella cuando la requiera. Conceden a la instalación cierta autonomía, garantizando el abastecimiento de electricidad cuando las condiciones atmosféricas son adversas o cuando hay más demanda que producción. Sin embargo, las baterías son un sistema poco eficiente ya que sufren muchas pérdidas de energía en la conversión. Es esencial dimensionarlas adecuadamente conforme a las exigencias requeridas y que tengan un excelente mantenimiento, dado que son sistemas con un alto coste y una vida útil corta.

Se emplean principalmente en instalaciones aisladas para garantizar el suministro eléctrico en todo momento.

### 2.1.4 Reguladores de carga

Los reguladores son los equipos encargados de garantizar el buen funcionamiento de las baterías, evitando sobrecargas de tensión y descargas profundas con el objetivo de prolongar su vida útil. Proporcionan información al consumidor sobre el estado de carga de las baterías y monitorizan la operación del sistema fotovoltaico. Algunos modelos de reguladores permiten seleccionar el tipo de carga deseada, corrigen el valor de la tensión de corte en función de la temperatura y tienen seguidor del punto de máxima potencia del generador [4].

Las sobrecargas de tensión ocasionan procesos de gasificación, calentamiento interno, pérdida de electrolito y corrosión acelerada en las baterías, lo cual disminuye considerablemente su vida útil. El regulador pone el generador fotovoltaico en circuito abierto para evitar el paso de corriente hacia las baterías en caso de sobrecarga. Las descargas profundas producen daños irreversibles en las baterías, afectando a la capacidad, a la vida útil y, sobre todo, a la aceptación de las próximas cargas. En su caso, el regulador corta el suministro de energía a los consumidores o avisa mediante una alarma cuando el valor de la tensión es inferior a los niveles mínimos de seguridad.

Los reguladores están caracterizados eléctricamente por la tensión nominal y la intensidad máxima de trabajo, y su configuración depende del tipo de batería, aplicación y condiciones climáticas a las que se exponga.

Pueden clasificarse en dos grupos en función del método de control específico que utilicen.

#### 2.1.4.1 Reguladores en paralelo (tipo Shunt)

Los reguladores en paralelo consisten en un transistor colocado en paralelo con el generador fotovoltaico y las

baterías. Cuando la tensión de las baterías supera un cierto valor, el transistor disipa el exceso de energía limitando la corriente de llegada. En consecuencia, el valor de la tensión se mantiene en un rango equivalente a una carga de flotación o mantenimiento, lo que permite una carga más eficiente de las baterías, un mayor rendimiento y una utilización más óptima de la energía del campo solar.

Este tipo de reguladores no se pueden emplear en instalaciones de elevada potencia, principalmente debido a los problemas que presenta disipar cuantiosos valores de energía como, por ejemplo, el sobrecalentamiento de los dispositivos y el alto coste que supone.

#### 2.1.4.2 Reguladores en serie

Los reguladores en serie actúan poniendo el generador fotovoltaico en circuito abierto cuando las baterías están cargadas completamente. El principio de ejecución es un interruptor electrónico conectado en serie que desconecta las baterías del sistema fotovoltaico cuando la tensión supera un cierto valor, y corta el suministro de energía cuando se descargan por debajo de un valor umbral.

## 2.2. Autoconsumo

Debido a las múltiples ventajas que presenta la energía fotovoltaica, así como a los competentes precios que hay actualmente en el mercado, cada vez son más habituales las instalaciones en viviendas, industrias y zonas rurales que permiten el autoconsumo de electricidad aprovechando la luz solar. Estas instalaciones —denominadas instalaciones individuales o colectivas— de producción deben ser próximas al punto de consumo y pueden abastecer a uno o varios consumidores.

El Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. Según el artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, se definen las siguientes modalidades de instalaciones de autoconsumo [5].

### 2.2.1. Autoconsumo sin excedentes

Son aquellas instalaciones próximas en red interior que no ceden los excedentes de energía a la red de transporte o distribución. Deben disponer de un sistema anti-vertido de acuerdo con la ITC-BT-40 que impida esta inyección de energía.

En el caso de autoconsumo colectivo sin excedentes, existe la posibilidad de acogerse a la compensación de la energía excedentaria generada entre los diferentes consumidores conectados a la red interior. Para ello, se debe acordar un mecanismo de reparto de energía mediante un “Acuerdo de Reparto” que lo refleje.

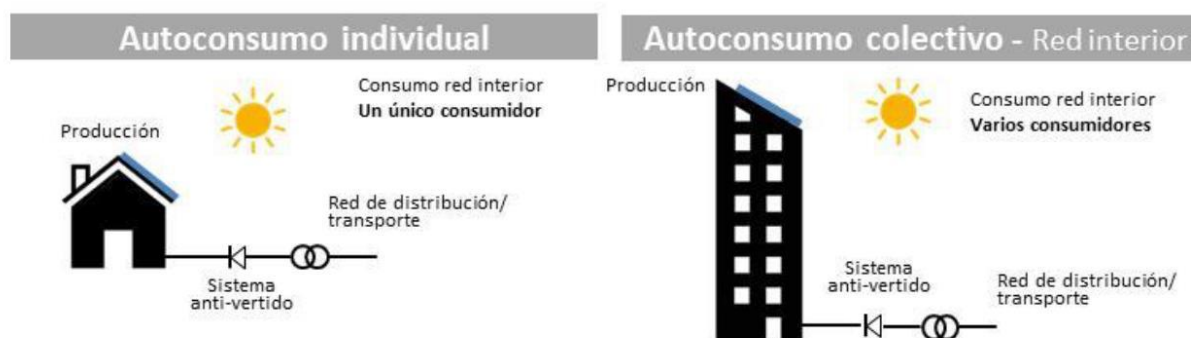


Figura 2-2. Diagramas de autoconsumo sin excedentes [5].

### 2.2.2. Autoconsumo con excedentes

Son aquellas instalaciones que permiten inyectar en la red de distribución o transporte los excedentes de la energía eléctrica generada. Estas instalaciones pueden tener conexión a red de dos formas:

- 1) Instalaciones próximas en red interior, si se conectan a la red interior del consumidor.

- 2) Instalaciones próximas a través de red, si se conectan en un punto externo de la red interior. En este caso, la instalación fotovoltaica se conecta a la red pública de distribución o transporte por la que se asocia con el consumidor.

Se debe cumplir al menos uno de los siguientes requisitos para este tipo de instalación:

- La conexión se realiza a la red de BT que se deriva del mismo centro de transformación al que pertenece el consumidor.
- La conexión de los consumos y de la generación se realiza en baja tensión, y la distancia entre los contadores de generación y los de consumo tiene que ser menor de 500 m, medidos en proyección ortogonal en planta.
- La instalación generadora y los consumidores se ubican en la misma referencia catastral, tomada como tal si coinciden los 14 primeros dígitos (con la excepción de las comunidades autónomas con normativa catastral propia).

Para ambos tipos de conexión, las instalaciones con excedentes pueden ser individuales o colectivas, y se dividen a su vez en dos tipos.

### 2.2.2.1. Instalaciones con excedentes acogidas a compensación

Son aquellas instalaciones de autoconsumo en las que el consumidor decide acogerse al mecanismo de compensación de excedentes.

Cuando el consumidor requiere energía eléctrica, la obtiene de la instalación fotovoltaica. Si precisa más energía para satisfacer su consumo, la comprará a la red mediante su comercializadora y, sin embargo, si genera más energía de la consumida, este excedente podrá inyectarlo a la Red de Distribución Pública, compensando así el consumo con el excedente eléctrico vertido.

La compra de la energía requerida se realiza al precio estipulado en el contrato con la comercializadora y la energía inyectada a la red se valora al precio horario de mercado menos el coste de los desvíos o al precio acordado entre las partes, según sea el contrato de mercado regulado (PVPC) o de mercado libre pactado. Estos importes de energía se compensan al final del período de facturación, el cual no puede superar un mes de duración, y nunca puede ser negativo ni compensar los pagos por peajes de acceso. El máximo importe que puede compensarse en la factura es el valor de la energía comprada a la red.

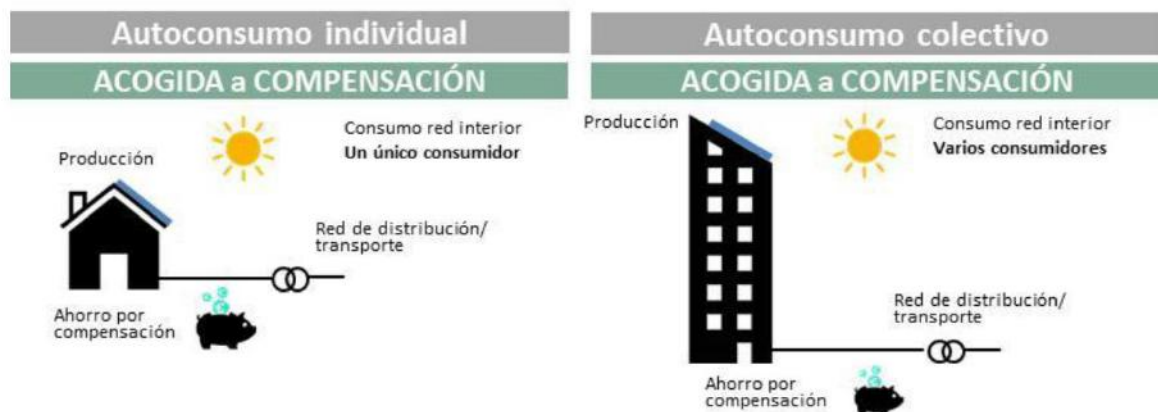


Figura 2-3. Diagramas de autoconsumo con excedentes acogidas a compensación [5].

Este tipo de instalaciones están siempre conectadas en red interior y deben cumplirse todas las condiciones siguientes para que un consumidor pueda favorecerse de ellas:

- 1) La fuente de energía primaria sea de origen renovable.
- 2) La potencia total de la instalación fotovoltaica generadora no puede ser superior a 100 kW.
- 3) El consumidor haya suscrito un único contrato de suministro para el consumo asociado y los auxiliares con una empresa comercializadora.



- 4) El consumidor y productor asociado hayan suscrito un contrato definido de compensación de excedentes de acuerdo al artículo 14 del Real Decreto 244/2019.
- 5) La instalación generadora de energía no tiene otorgado un régimen retributivo adicional o específico.

### 2.2.2.2. Instalaciones con excedentes no acogidas a compensación

Son aquellas instalaciones con excedentes en las que no se cumple alguna de las condiciones para acogerse al mecanismo de compensación o el consumidor no desea hacerlo. Pueden ser conectadas a red interior o a través de red para instalaciones próximas.

La energía no consumida es vertida a la red pero, en este caso, es vendida en el mercado eléctrico recibiendo el mismo procedimiento que el resto de energías procedentes de fuentes renovables, cogeneración y residuos. Se le aplica el Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (IVPEE) del 7%. Para poder vender la energía en el mercado, se deben cumplir todas las obligaciones tributarias, fiscales y técnicas que se imponen en este tipo de actividad económica.

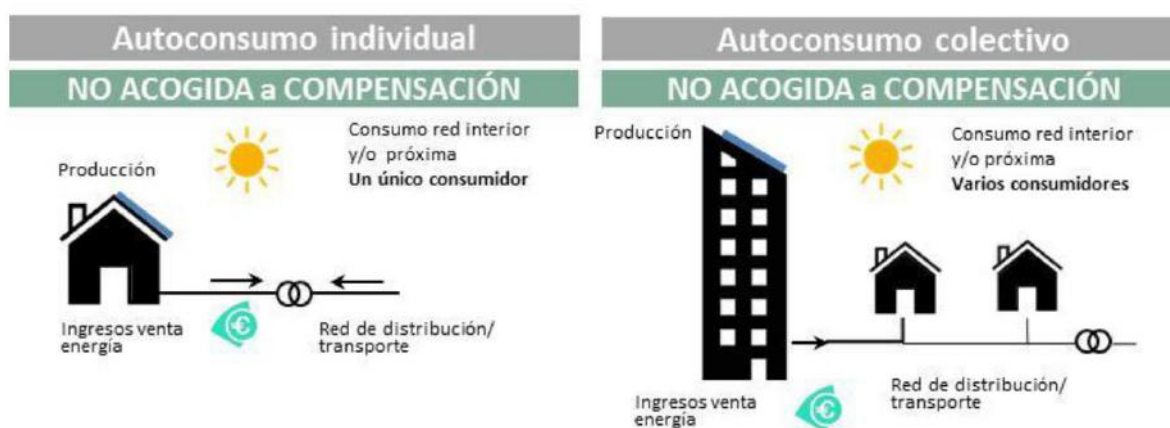


Figura 2-4. Diagramas de autoconsumo con excedentes no acogidas a compensación [5].

# 3 MEMORIA DESCRIPTIVA

## 3.1. Objeto del Proyecto

El objeto del presente documento es describir el Proyecto de una Instalación Fotovoltaica de Autoconsumo en la nave industrial de la empresa Almisur S.L., situada en la localidad de Alcolea, Córdoba. El fin es detallar todas las características técnicas, legales y de seguridad que ha de cumplir la instalación para su correcta ejecución y funcionamiento.

Se excluye del alcance del Proyecto el análisis y la comprobación de integridad estructural de la cubierta de la nave industrial, a pesar de que sí debería formar parte de los antecedentes de un proyecto real de esta naturaleza.

## 3.2. Situación y emplazamiento

La instalación fotovoltaica se va a ubicar en la cubierta de la nave industrial de Almisur S.L., sita travesía Madrid N-IV, 14610 Alcolea, Córdoba.

Su situación y emplazamiento pueden verse en el documento *Planos* del Proyecto.

Las coordenadas exactas son:

X: 354.875,1470

Y: 4.199.246,7140

A continuación se muestran las vistas satélite de la nave industrial, tomadas las imágenes de Google Earth.



Figura 3-1. Planta de la nave industrial Almisur S.L.



Figura 3-2. Vista 3D de la nave industrial Almisur S.L.

### 3.3. Legislación aplicable

El presente documento detalla las características de la instalación y justifica los cálculos realizados para su correcta ejecución, cumplimiento con todos los trámites legales y de seguridad según las siguientes disposiciones:

- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT) e Instrumentaciones Técnicas Complementarias (ITC).
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación (CTE). Documentos Básicos SE-AE y HE 5: Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica.
- 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 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- 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 186/2016, de 6 de mayo, por el que se regula la compatibilidad de los equipos eléctricos y electrónicos.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- Real Decreto Legislativo de 2/2015, de 23 de octubre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley del Estatuto de los Trabajadores.
- Decreto 3410/75, de 25 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento General de Contratación del Estado.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de prevención de Riesgos Laborales.

- Norma UNE-EN 60904: Dispositivos fotovoltaicos. Requisitos para los módulos solares de referencia.
- Norma UNE-EN 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- Norma UNE-HD 60364-5-52:2014: Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 5-52: Selección e instalación de equipos eléctricos. Canalizaciones.
- Orden de 9 de marzo de 1971 por la que se aprueba la Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo.

### 3.4. Antecedentes generales

A partir de la demanda energética de la industria Almisur S.L., se pretende diseñar una instalación fotovoltaica de tamaño óptimo que permita reducir el importe de las facturas eléctricas del consumidor y que maximice el ahorro económico. El consumo medio mensual de la industria es de 174.580 kWh.

A fin de buscar la dimension óptima de planta, se procura consumir al máximo la energía producida por la instalación, vertiendo a red la menor cantidad de energía posible. Para ello, es imprescindible realizar una concepción modular conveniente mediante un estudio detallado del espacio útil disponible, evitando sombras y minimizando las pérdidas del sistema, según la orientación y la inclinación que se le pueda conceder al campo solar. Además, mediante un análisis financiero del sistema, hay que tener presente la rentabilidad y viabilidad económica de la inversión.

En el documento *Memoria de Cálculo* se justifica el tamaño de planta óptimo elegido para la instalación fotovoltaica de autoconsumo del presente Proyecto.

### 3.5. Descripción general

La instalación fotovoltaica tendrá una potencia total de 662,40 kWp. Constará de 1.440 módulos fotovoltaicos de 460 Wp, dispuestos en estructura coplanar a la cubierta de la nave industrial. Se formarán 18 *strings*, de 26 módulos cada uno, conectados a un inversor de 185 kW nominales y otros 18 *strings*, de 27 módulos, en dos inversores de la misma potencia nominal que el anterior. Los tres inversores se conectarán a un cuadro eléctrico de protecciones y se ubicarán en un espacio disponible en el interior de la nave industrial, próximos al cuadro general de distribución.

Los módulos se dispondrán en la superficie de la cubierta libre de sombras y otras instalaciones, en posición vertical y horizontal según el área disponible. Para maximizar su producción, se realizará un estudio previo teniendo en cuenta el plano de irradiancia de la zona.

La planta fotovoltaica se clasifica como instalación de autoconsumo individual conectada en red interior con excedentes no acogida a compensación. Los excedentes de energía generados serán vendidos en el mercado eléctrico, aplicándose el Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (IVPEE) del 7%.

### 3.6. Descripción de la instalación fotovoltaica

#### 3.6.1. Generalidades

Para asegurar el buen funcionamiento de la instalación, propiciar su integridad y protegerla ante posibles riesgos, así como asegurar la salud de las personas, todos los equipos y materiales que la componen deberán estar protegidos acorde a la normativa vigente.

Como mínimo, los equipos y materiales que conforman la instalación fotovoltaica deberán tener un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico (clase I), a excepción del cableado de continua que será de doble aislamiento.

Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad para proteger a las personas frente a contactos directos e indirectos, al igual que protecciones frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones en la instalación.

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad. Todos los equipos expuestos a la intemperie tendrán un grado mínimo de protección IP 65, y los de interior IP 20.

Los equipos electrónicos de la instalación cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética.

### 3.6.2. Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos son uno de los componentes más importantes de la instalación. Para garantizar la máxima generación de energía eléctrica son primordiales su correcto funcionamiento y unas prestaciones óptimas que se adapten a las necesidades energéticas. Es por ello que una adecuada selección de los módulos es crucial para la instalación de autoconsumo.

Todos los módulos deberán cumplir las especificaciones descritas en la norma UNE-EN 61215, para módulos de silicio cristalino, así como estar homologados y cualificados por algún laboratorio reconocido. El fabricante deberá tener experiencia demostrada y asegurar la disponibilidad comercial y garantías del producto, además de proporcionar las instrucciones y accesorios para la seguridad de la instalación y su correcto acoplamiento.

Los paneles fotovoltaicos se combinarán entre sí, en serie y en paralelo, para formar la estructura modular conveniente que conceda la tensión e intensidad requeridas. Todos los módulos interconectados deberán presentar las mismas características, es decir, la misma curva I-V, con el fin de evitar descompensaciones eléctricas.

La instalación de los módulos se realizará en estructura coplanar a cubierta inclinada con orientación Sur-Este y Sur-Oeste, maximizando la producción de energía con la obtención del mayor número de horas equivalentes de Sol posibles. Se adjunta en el documento *Planos* los detalles de la disposición.

Para justificar la distribución de los módulos y asegurar su correcto montaje, se detallan los cálculos en el documento *Memoria de Cálculo*.

Para la selección del módulo fotovoltaico, se tienen en cuenta diversos aspectos.

- Potencia pico ( $W_p$ ) del panel y relación con su precio ( $€/W_p$ ). La tecnología avanza a pasos agigantados y, actualmente, existen en el mercado módulos que producen una gran potencia pico. Debido a la dimensión de nuestra instalación, interesan módulos que generen una elevada potencia pero que tengan buena relación  $€/W_p$ . Un rango de potencias que se adapta a estos requerimientos es 450-470  $W_p$ .
- Producto homologado y con certificado de protección mínima de clase I, aunque preferible clase II.
- Garantía del producto y de producción que ofrece el fabricante.
- Máxima eficiencia posible para una misma potencia pico.
- Disponibilidad comercial y fabricante con reconocido prestigio y experiencia.
- Menor tolerancia de potencia posible.
- Otros aspectos técnicos.

Debido a la disponibilidad en el mercado, se seleccionan módulos de 460  $W_p$ . Se muestra en la Tabla 3-1 la comparación entre las características de módulos fotovoltaicos de cuatro fabricantes reconocidos.

Los fabricantes SunPower y Jinko Solar son los que mayor tolerancia de potencia tienen y mayor coste presentan. Jinko Solar es, además, el modelo de menor eficiencia, por lo que se descarta su elección. SunPower a pesar de su elevado precio tiene una alta eficiencia, pero es muy próxima a la que presenta el fabricante LonGi. Los módulos de LonGi y de JA Solar son los que menor relación precio-potencia tienen, sin embargo, JA Solar presenta peor eficiencia.

Como se puede observar, el resto de las prestaciones que presentan los módulos comparados son similares, las protecciones de todos son de clase II y las garantías tanto de producto como de producción son iguales, por tanto, se concluye que los módulos adquiridos serán del fabricante LonGi, modelo LR4-72HPH 460M.



Fabricante	JA Solar	LonGi	SunPower	Jinko Solar
Modelo	JAM72S20-460/MR	LR4-72HPH 460M	SPR-X21-460-COM	JKM460M-7RL3
<b>Características eléctricas</b>				
Potencia máxima nominal (Pmax) [W]	460	460	460	460
Tensión de circuito abierto (Voc) [V]	50.01	49.7	90.5	51.70
Tensión de máxima potencia (Vmp) [V]	42.13	41.9	77.3	43.08
Intensidad de cortocircuito (Isc) [A]	11.45	11.73	6.39	11.50
Intensidad de máxima potencia (Imp) [A]	10.92	10.98	5.95	10.68
Eficiencia del módulo (%)	20.6	21.2	21.3	20.49
Tolerancia de potencia	0~+5W	0~+5W	0~+5%	0~+3%
<b>Parámetros térmicos</b>				
Coefficiente temp. Isc ( $\alpha$ Isc)	+0.044%/°C	+0.048%/°C	+0.0290%/°C	+0.048%/°C
Coefficiente temp. Voc ( $\beta$ Voc)	-0.272%/°C	-0.270%/°C	-0.2232%/°C	-0.280%/°C
Coefficiente temp. Pmax ( $\gamma$ Pmp)	-0.350%/°C	-0.350%/°C	-0.2900%/°C	-0.350%/°C
<b>Condiciones de operación</b>				
Máxima tensión del sistema	1000V/1500V DC	1500V DC	1000V DC	1000V/1500V DC
Máxima corriente inversa	20A	20A	15A	20A
Temperatura de operación	-40°C~+85°C	-40°C~+85°C	-40°C~+85°C	-40°C~+85°C
Protección	Clase II	Clase II	Clase II	Clase II
Máxima carga estática (frontal/trasera)	5400Pa/2400Pa	5400Pa/2400Pa	5400Pa/2400Pa	5400Pa/2400Pa
<b>Especificaciones</b>				
Peso	25.0kg	23.3kg	25.4kg	26.1kg
Dimensiones [mm]	2120x1052x40	2094x1038x35	2067x1046x46	2182x1029x40
Cableado	4 mm <sup>2</sup> (IEC)	4 mm <sup>2</sup> (IEC)	4 mm <sup>2</sup> (IEC)	4 mm <sup>2</sup> (IEC)
Nº de células	144 (6x24)	144 (6x24)	128 (8x16)	156 (2x78)
Caja de conexiones	IP68, 3 diodos	IP68, 3 diodos	IP65	IP67
<b>Características mercado</b>				
Garantía del producto (años)	12	12	12	12
Garantía 80% potencia nominal (años)	25	25	25	25
Precio (€/Wp)	0,236	0,230	0,247	0,247
Precio (€)	108,67	105,8	113,47	113,45

Tabla 3-1. Comparación características módulos fotovoltaicos.

### 3.6.3. Estructura soporte

Los módulos fotovoltaicos se instalarán en estructura coplanar a la cubierta de la nave industrial. Se dispondrán vertical y horizontalmente, distribuidos en el lateral de la cubierta que más irradiación recibe según el estudio de sombras realizado en el emplazamiento, adjunto en el documento *Memoria de Cálculo*.

La estructura soporte deberá resistir las sobrecargas de viento y nieve, así como asegurar estanqueidad entre módulos según lo establecido en el CTE. No deberá transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de la cubierta o de los paneles, siendo para ello imprescindible seguir las indicaciones del fabricante y los métodos homologados de instalación.

La instalación de la estructura se tendrá que realizar teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje para posibles sustituciones de elementos.

El soporte elegido para la instalación es de Sunfer, fabricante de reconocido prestigio que ofrece amplias garantías (garantía estructural y anticorrosión de 25 años). En concreto, los modelos optados son el KHE915 y el KHB915, soporte coplanar microrail fijación a chapa metálica para módulos en vertical y horizontal respectivamente. El anclaje se realiza directo a la capa sándwich metálica, en el lateral de la greca. Incluye juntas de estanqueidad y tornillería de anclaje autorroscante con arandela de sellado. Permite el montaje de módulos de todos los tamaños y hasta 45 mm de espesor.

### 3.6.4. Inversores

Los inversores apropiados para la presente instalación de autoconsumo son de conexión a red.

El rango de potencia de entrada que soportan tendrá que ser compatible con la potencia generada en el campo solar, prestando especial atención al voltaje de entrada inicial y al máximo permitido para asegurar su correcto funcionamiento. Deberán garantizar la máxima eficiencia y disponer de todas las protecciones exigidas.

Las características básicas de los inversores son las siguientes:

- Son autoconmutados.
- Disponen de seguidor de punto de máxima potencia (MPPT).
- Tienen dispositivo de desconexión en el lado de entrada.
- Incorporan protección anti-isla, contra polaridad inversa de CC, detección de resistencia de aislamiento CA y monitoreo de fallas en *strings*.
- Protección frente a tensión y frecuencia fuera de rango.
- Protecciones contra sobrecorriente de CC y CA tipo II.

Los inversores alojados en lugares accesibles en el interior de edificios deberán tener un grado de protección mínimo IP 30. La instalación eléctrica deberá permitir la desconexión y seccionamiento de los inversores para posibilitar las labores de mantenimiento.

En el presente Proyecto se instalarán los inversores adecuados para obtener la potencia pico óptima.

Los inversores seleccionados son del fabricante Huawei, modelo SUN2000-185KTL-H1.

Se colocarán tres inversores de inyección trifásica, de potencia nominal 185 kW, grado de protección IP 66 y  $\cos\phi=1$ . De esta forma, la potencia de entrada de los módulos fotovoltaicos se distribuirá de manera uniforme entre los inversores. En un inversor se conectarán 18 cadenas de 26 módulos con una potencia pico total de 215,28 kW<sub>p</sub>, y en los dos inversores restantes se conectarán 18 cadenas de 27 módulos con una potencia pico total de 223,56 kW<sub>p</sub> cada uno.

Los inversores se dispondrán en un cuarto de instalaciones en el interior de la nave industrial, próximos al cuadro general de distribución, en un espacio que garantice las condiciones ambientales adecuadas de operación: entre -25°C y 60°C de temperatura y todos los valores de humedad relativa.

Para controlar el funcionamiento de los inversores y tener un registro de la producción de energía de la instalación fotovoltaica, se incorporan los accesorios necesarios para la correcta monitorización del sistema.

Se dispondrá el dispositivo SmartLogger 3000A de Huawei, un registrador de datos que permite el control y la gestión de los inversores de elevada potencia. Admite la conexión simultánea de hasta 80 inversores y su control se realiza a través de una aplicación o servidor web. Además, será necesaria la incorporación del medidor de potencia Janitza UMG 604-PRO, un medidor trifásico universal que permite tener constancia en todo momento de los valores de potencia, intensidad y tensión de la red.

### 3.6.5. Cableado

Los cables de las instalaciones deben cumplir todos los requerimientos de la normativa, siendo de la sección mínima que impone el REBT de acuerdo a los criterios de intensidad máxima admisible y caída de tensión. Además, deben tener la longitud adecuada para no generar esfuerzos en los elementos de la instalación ni producir sobrecoste.

En el lado de corriente continua, desde los módulos fotovoltaicos hasta los inversores, el cableado será de doble aislamiento y apto para su uso en intemperie, al aire o enterrado. Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se dispondrán separados y protegidos, conforme a la normativa vigente.

El cableado CC se ejecutará con conductor unipolar de Cu de 4 mm<sup>2</sup> de sección para los módulos conectados al inversor 1 (*strings* formados por 26 paneles) y de 6 mm<sup>2</sup> de sección para los módulos conectados a los inversores 2 y 3 (*strings* formados por 27 paneles). En concreto, el conductor elegido es del tipo H1Z2Z2-K 0,6/1kV especial para instalaciones fotovoltaicas, no propagador de la llama ni del incendio, con baja emisión de humos opacos y baja corrosividad.

En el lado de corriente alterna, se conectarán los inversores con el cuadro general de distribución. Los conductores serán unipolares de Cu tipo RZ1-K 0,6/1kV con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de poliolefina de color verde, para una temperatura nominal máxima de 90°C, libre de halógenos y no propagador de la llama ni del incendio, con baja emisión de humos opacos y baja corrosividad.

La sección mínima requerida, limitada por el criterio de máxima intensidad admisible, en los conductores de CA del tramo 1 (desde la salida de los inversores hasta el nuevo cuadro general de protecciones) es de 50 mm<sup>2</sup>. Sin embargo, se dispondrán cables de 70 mm<sup>2</sup> debido a que, elegir una sección superior, supondrá un ahorro energético y económico por menor resistencia de paso. En el tramo 2, desde el cuadro general de protecciones hasta el cuadro eléctrico general de distribución, los conductores serán de 240 mm<sup>2</sup> de sección.

### 3.6.6. Red interior

La presente instalación fotovoltaica se conectará al cuadro general de distribución de la industria, situado en el interior de la nave, junto al que se instalarán los inversores en un espacio disponible y habilitado para ello. A la salida de los inversores se dispondrá un cuadro eléctrico general de protecciones que se conectará con el cuadro principal de BT, protegiendo la línea que une el campo solar con este cuadro.

El sistema de protecciones, de acuerdo con la normativa vigente, incluirá los siguientes interruptores:

- Tres interruptores magnetotérmicos tetrapolares de 160 A. A la salida de cada inversor se dispondrá un interruptor magnetotérmico con el fin de proteger la línea que llega al cuadro principal contra sobrecargas y cortocircuitos.
- Un interruptor general diferencial tetrapolar de calibre mínimo 630 A, colocado aguas arriba de los interruptores magnetotérmicos. Su objetivo es proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte continua de la instalación.

### 3.6.7. Puesta a tierra

Según la ITC-BT-18 del REBT, la puesta a tierra de una instalación es la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo mediante una toma de tierra con un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo.

La puesta a tierra de un sistema eléctrico permite derivar a tierra las intensidades de corriente generadas por defecto, descargas atmosféricas o cualquier situación que pueda provocar daños en las personas o en el sistema. Con ella se pretende limitar la diferencia de potencial que se da en estructuras metálicas y sobretensiones generadas en la red eléctrica, así como asegurar el correcto funcionamiento de las protecciones de la instalación.

De acuerdo con el Real Decreto 1699/2011, la puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red se debe realizar siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

Las masas de la instalación fotovoltaica deben estar conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la



empresa distribuidora y de suministros. Se protege contra contactos directos e indirectos mediante aislamiento de clase II o doble aislamiento en los equipos. La instalación de puesta a tierra debe disponer de una separación galvánica entre la instalación fotovoltaica y la red de distribución de baja tensión a través de cualquier medio que cumpla esta función como, por ejemplo, un transformador de aislamiento.

En el presente Proyecto, la puesta a tierra consistirá en un conductor desnudo con picas distribuidoras. En lado CC, se conectarán los elementos metálicos de la instalación como los marcos de los módulos, la estructura soporte y la carcasa del inversor. Se dispondrá una separación galvánica entre el lado de corriente continua y el de alterna, por medio del transformador que llevan incorporados los inversores. Además, en el lado CA, se habilitará una toma de tierra para asegurar el funcionamiento del interruptor diferencial.

Según la ITC-BT-18 del REBT, la resistencia de la red de tierras general debe ser inferior a  $20 \Omega$  y la sección del cable de puesta a tierra puede ser la mitad de la sección del conductor de fase, siempre que éste último sea superior a  $35 \text{ mm}^2$ .

Se colocarán en la instalación del presente Proyecto los electrodos necesarios para lograr el valor de resistencia permitido, disponiendo de una caja de registro para comprobar la resistencia óhmica en cada toma de tierra. En el lado de alterna, se habilitará la toma de tierra formada por los siguientes electrodos: un anillo enterrado constituido por conductor de cobre desnudo de  $35 \text{ mm}^2$  de sección y 40 m de longitud, y ocho picas verticales de cobre de 14,2 mm de diámetro y 2 m de longitud. Las conexiones se realizarán con los elementos apropiados para asegurar la correcta unión, proteger contra corrosión galvánica y evitar calentamientos superiores a los del conductor al paso de la corriente.

### 3.6.8. Infraestructura eléctrica

La infraestructura eléctrica es el conjunto de elementos que recoge y protege el cableado y las instalaciones eléctricas.

Según la norma UNE-HD 60364-5-52:2014, los circuitos eléctricos podrán agruparse en el mismo tubo o compartimento de canal si todos ellos están aislados para la tensión más elevada del conjunto. Las canalizaciones deberán estar dispuestas de forma que faciliten su maniobra, inspección y acceso a sus conexiones, mediante la identificación de los circuitos y sus elementos.

En caso de proximidad de canalizaciones eléctricas con otras no eléctricas, se dispondrán de forma que entre las superficies exteriores de ambas se mantenga una distancia mínima de 3 cm. En caso de proximidad con conductos de calefacción, de aire caliente, vapor o humo, las canalizaciones eléctricas se establecerán de forma que no puedan alcanzar una temperatura peligrosa y, por consiguiente, se mantendrán separadas por una distancia conveniente.

Las canalizaciones eléctricas no se situarán por debajo de otras canalizaciones que puedan dar lugar a condensaciones, como las destinadas a conducción de vapor, de agua, de gas, etc., a menos que se tomen las disposiciones necesarias para proteger las canalizaciones eléctricas contra los efectos de estas condensaciones.

En toda la longitud de los pasos de canalizaciones a través de elementos de la construcción, tales como muros, tabiques y techos, no se dispondrán empalmes o derivaciones de cables, estando protegidas contra los deterioros mecánicos, las acciones químicas y los efectos de la humedad.

En la instalación del presente Proyecto, en el lado de corriente continua, desde los módulos fotovoltaicos hasta la entrada de los inversores, la infraestructura estará realizada con bandeja de varillas de acero (tipo F) soldadas con borde de seguridad que evite el daño a personas y a los cables. Indicada para instalaciones exteriores e industriales y de dimensiones suficientes para albergar los cables que canaliza, que en este caso, será de dimensiones normalizadas comercialmente 150 mm de altura y 300 mm de ancho. En el lado de corriente alterna, desde los inversores hasta el cuadro general de distribución, la infraestructura eléctrica consistirá en un tramo de bandeja de rejilla como la anteriormente descrita con las dimensiones normalizadas comercialmente 100 mm de altura y 100 mm de ancho.

### 3.7. Pruebas

Para asegurar el correcto funcionamiento de la planta fotovoltaica y evitar posibles daños tanto en personas como en la instalación, se deberán realizar las siguientes pruebas por un instalador cualificado:

- Verificación de la correcta colocación de todos los elementos, prestando especial atención a la uniones de los distintos dispositivos.
- Puesta en marcha de la instalación fotovoltaica.
- Pruebas de arranque y parada durante su funcionamiento.
- Pruebas de funcionamiento de los distintos elementos y verificación de las medidas de protección y seguridad.
- Medición y determinación de la potencia realmente instalada, asegurando que se adapta a lo redactado en el presente Proyecto.

### 3.8. Trámites administrativos

La planta fotovoltaica descrita en la memoria del presente Proyecto se clasifica como instalación de autoconsumo individual con excedentes no acogida a compensación, conectada en la red interior de la industria. A continuación, se detallan los trámites administrativos que deberán realizarse para la posible ejecución de la instalación, regidos por el Real Decreto 244/2019 y resumidos por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) en la “Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo”[5].

Los trámites requeridos son a nivel estatal, autonómico y local, además de trámites con la empresa distribuidora. Se describen los trámites a realizar antes y después de la ejecución del Proyecto, según la potencia total y la modalidad de autoconsumo de la instalación fotovoltaica en cuestión.

#### 3.8.1. Tramitación requerida antes de instalar

Antes de comenzar con los trámites necesarios para la ejecución del sistema fotovoltaico, hay que verificar que la instalación generadora y el consumidor asociado cumplen con las condiciones exigidas para acogerse a la modalidad de autoconsumo deseada. Asimismo, es necesario comprobar que no exista ningún impedimento legal en el emplazamiento elegido para la ejecución del Proyecto y que materialmente el autoconsumo cumpla con los requisitos de calidad y seguridad industrial exigidos.

En el presente Proyecto, se verifica que la instalación puede acogerse a la modalidad de autoconsumo descrita y que las instalaciones eléctricas de la nave cumplen con la calidad y la seguridad adecuadas para realizar la conexión. Además, mediante un Certificado de Integridad Estructural, se asegura que la cubierta de la nave es apta para la instalación fotovoltaica y que no existen impedimentos de emplazamiento para su ejecución.

Comprobada la viabilidad de la ejecución del Proyecto, se deberá proceder con los trámites administrativos antes de su instalación.

- **Empresa distribuidora:** será necesario la solicitud del Código de Autoconsumo (CAU) y la presentación de un resguardo acreditativo de avales o garantía económica de 40 € por cada kW instalado para la solicitud del acceso a la red de distribución. Habrá que pedir acceso y punto de conexión al gestor de la red de distribución y, una vez aceptada la petición, se procederá con la tramitación de acceso y punto de conexión según el Real Decreto 1955/2000.
- **Administración autonómica:** será de obligatorio cumplimiento solicitar a la comunidad autónoma de Andalucía las autorizaciones ambientales y de utilidad pública, así como la autorización administrativa previa y de construcción.
- **Administración local:** se deberá solicitar una licencia de obras de acuerdo con la normativa vigente del Ayuntamiento de Córdoba. Será necesario liquidar la tasa y el impuesto de construcciones y obras

(ICIO), regulado por la Ley Reguladora de Haciendas Locales (Real Decreto Legislativo 2/2004, de 5 de marzo). Adicionalmente, se podrá requerir la consideración de bonificaciones sobre el impuesto de bienes inmuebles (IBI) por inversiones en energías renovables de hasta el 50% del impuesto y bonificaciones sobre el Impuesto de Actividades Económicas (IAE).

### 3.8.2. Tramitación requerida después de instalar

Una vez se finalice la ejecución de la instalación del presente Proyecto, se deberán realizar los siguientes trámites administrativos.

- **Administración autonómica:** se realizará una inspección inicial y diversas inspecciones periódicas durante la vida útil de la instalación, en concreto, cada 5 años.

Completadas las verificaciones, la empresa instaladora deberá emitir un Certificado de Instalación que marque constancia de la conformidad de la instalación con respecto al Reglamento y a sus Instrucciones Técnicas Complementarias. Además, será necesario un certificado de fin de obras firmado por el técnico competente que certifique que la instalación se ha realizado acorde con el Proyecto técnico, como indica la ITC-BT-04, y una autorización de explotación.

Adicionalmente, se deberá realizar el trámite de inscripción en el registro autonómico de autoconsumo según los procedimientos de la comunidad autónoma de Andalucía. La inscripción en el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica será un trámite de oficio realizado a través de la comunidad autónoma, que enviará la información necesaria al Ministerio por vía telemática. También será necesaria la inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica (RAIPRE).

- **Empresa distribuidora y/o comercializadora:** se deberá comunicar a la compañía distribuidora la modalidad de autoconsumo adoptada para proceder a la modificación de los contratos de acceso y conexión. Además, será necesario firmar un contrato de acceso y consumo para los servicios auxiliares de producción, por tratarse de una instalación con potencia superior a 100 kW.

Dado que se trata de autoconsumo con excedentes no acogido a compensación, será imprescindible un contrato de representación de venta de energía al mercado, debiendo realizarse los trámites pertinentes exigidos por la comercializadora.

- **Administración local:** puesto que la energía excedentaria será vendida al mercado eléctrico, será necesario solicitar una licencia de actividad económica según la normativa vigente del Ayuntamiento de Córdoba.

# 4 MEMORIA DE CÁLCULO

En virtud de desarrollar los cálculos realizados y el procedimiento seguido, así como justificar el tamaño de la instalación fotovoltaica, se procede a la redacción de la Memoria de Cálculo del presente Proyecto.

Los criterios generales de diseño tenidos en cuenta para el cálculo de la instalación fotovoltaica son los que se disponen a continuación:

- Reducir el importe de las facturas eléctricas de la industria, maximizando el ahorro económico a la vez que se tiene en cuenta la rentabilidad del sistema.
- Búsqueda de la dimensión óptima de planta para consumir al máximo la energía producida, vertiendo a red la menor cantidad de energía posible.
- Concepción modular que posibilite una futura ampliación del sistema sin afectar a la instalación existente.
- Maximizar la producción de energía eléctrica teniendo en cuenta la orientación y la inclinación de la cubierta, evitando sombras y minimizando las pérdidas del sistema.

## 4.1. Antecedentes energéticos

Para diseñar una planta fotovoltaica de tamaño óptimo, acorde con las necesidades energéticas del cliente, que permita maximizar el ahorro económico en las facturas eléctricas y que tenga en cuenta la rentabilidad del sistema, se procede a estudiar el consumo energético de la industria.

De las facturas de la luz aportadas, se obtienen los datos del contrato de suministro y el consumo energético.

Periodo factura	Potencia contratada (kW)	Coste término potencia (€/kW año)	Coste término energía (€/kWh)
P1	1,00	39,139427	0,026674
P2	1,00	19,586654	0,019921
P3	368,00	14,334178	0,010615
P4	368,00	14,334178	0,005283
P5	368,00	14,334178	0,003411
P6	520,00	6,540177	0,002137
<b>Tarifa</b>	6.1A		

Mes	Consumo medio (kWh)
Marzo	183.728
Abril	164.719
Mayo	151.277
Junio	163.226
Agosto	358.251
Septiembre	157.314
Octubre	166.575
<b>Consumo medio mensual del último año (kWh)</b>	<b>174.580</b>

Tabla 4-1. Datos del contrato de suministro y consumo energético medio de Almisur S.L.

Como se observa en la Tabla 4-1, el consumo medio energético de los meses aportados es bastante similar,

exceptuando el mes de agosto. Se supone, por tanto, que la industria consume aproximadamente la misma energía media durante todo el año.

Conociendo el consumo por horas que tiene la industria en el mes de octubre (datos aportados por Almisur S.L.), se representa la curva de carga horaria.

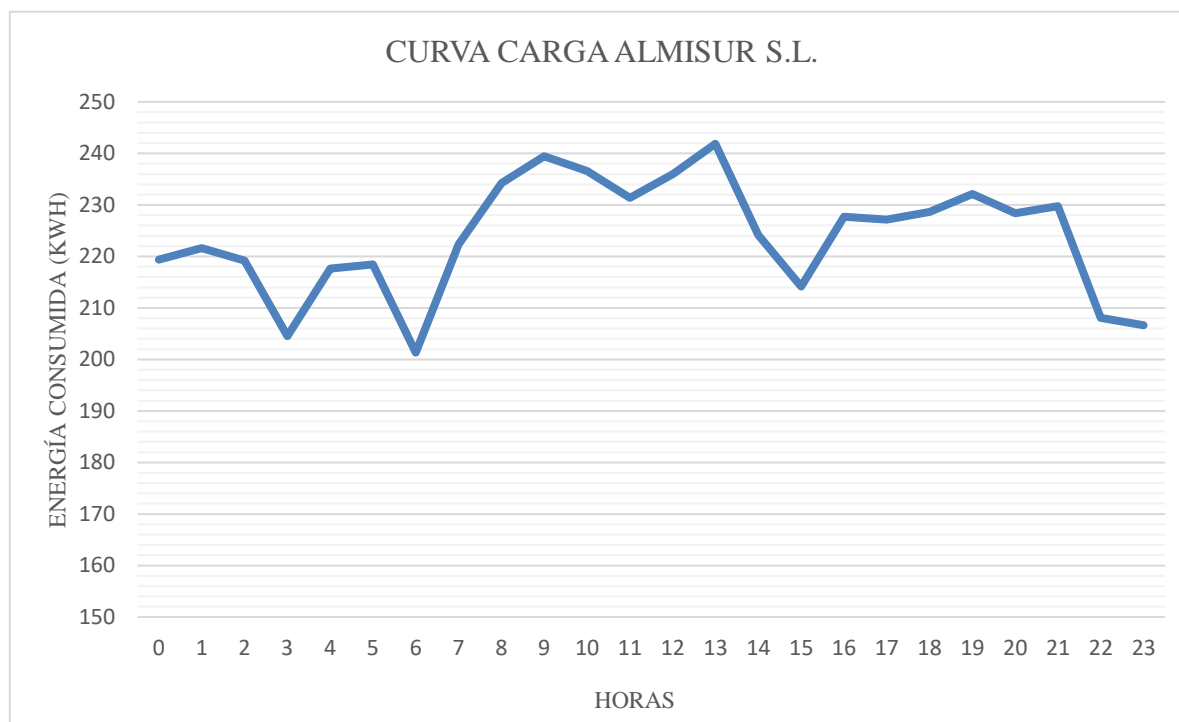


Figura 4-1. Curva de carga Almisur S.L.

En la curva de carga de la Figura 4-1 se representa el consumo medio de energía que tiene la industria por horas. Como se aprecia, hay consumo de electricidad tanto por el día como por la noche, aunque la demanda es mayor en las horas diurnas, existiendo un pico de consumo entre las 9 y las 13 horas.

La implantación de la instalación fotovoltaica del presente Proyecto permitirá cubrir la demanda de energía en las horas diurnas, mientras que la consumida en horas nocturnas tendrá que provenir de la red eléctrica, siendo favorablemente compensado su precio con la venta en el mercado de los excedentes que genera la fotovoltaica.

## 4.2. Cálculos principales del sistema fotovoltaico

### 4.2.1. Descripción general de la instalación

La instalación fotovoltaica de autoconsumo se compondrá de 1.440 módulos de 460 W<sub>p</sub> colocados en estructura coplanar a la cubierta de la nave industrial, dispuestos en la superficie útil libre de sombras y otras instalaciones. La inclinación de los módulos será 15°, igual que la inclinación de la cubierta, y la orientación del sistema será Sur-Este y Sur-Oeste, maximizando el número de horas equivalentes.

Se dispondrán tres inversores de 185 kW nominales para la transformación de corriente continua en alterna, ubicados en un cuarto de instalaciones en el interior de la nave industrial, con todas las protecciones y las medidas de seguridad exigidas.

La potencia pico total de la instalación será 662,40 kW<sub>p</sub>.

### 4.2.2. Orientación e inclinación de los módulos

La orientación e inclinación del campo solar son primordiales para maximizar la generación de energía eléctrica. Con el fin de obtener el mayor rendimiento posible de los módulos fotovoltaicos, hay que tener en cuenta la ubicación del terreno y el espacio útil disponible para la instalación.

La orientación viene definida por el ángulo acimut ( $\alpha$ ), formado por la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. La orientación que recibe mayor radiación solar es la Sur. La inclinación se determina con el ángulo de inclinación ( $\beta$ ), formado por la superficie de los módulos con el plano horizontal. Sus valores son  $0^\circ$  para módulos en horizontal y  $90^\circ$  para módulos en vertical, siendo la inclinación óptima la latitud del lugar menos  $10^\circ$  según el CTE.

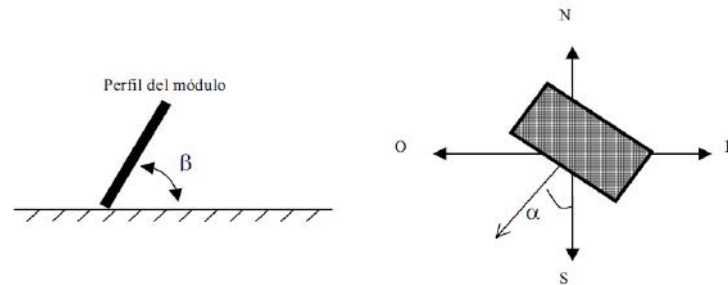


Figura 4-2. Ángulos de inclinación y orientación de módulos fotovoltaicos.

La instalación del presente Proyecto se ubicará en la cubierta de la nave industrial Almisur S.L., compuesta por dos naves principales y dos ampliaciones perpendiculares con cubierta de panel tipo sándwich a dos aguas.

Diseñando la nave industrial con el programa SolarEdge Designer, se obtiene el estudio de la irradiación incidente en la cubierta. Como se puede observar en la Figura 4-3, la orientaciones óptimas son los lados Sur-Este y Sur-Oeste, teniendo que evitar las zonas de sombreado representadas en color morado.

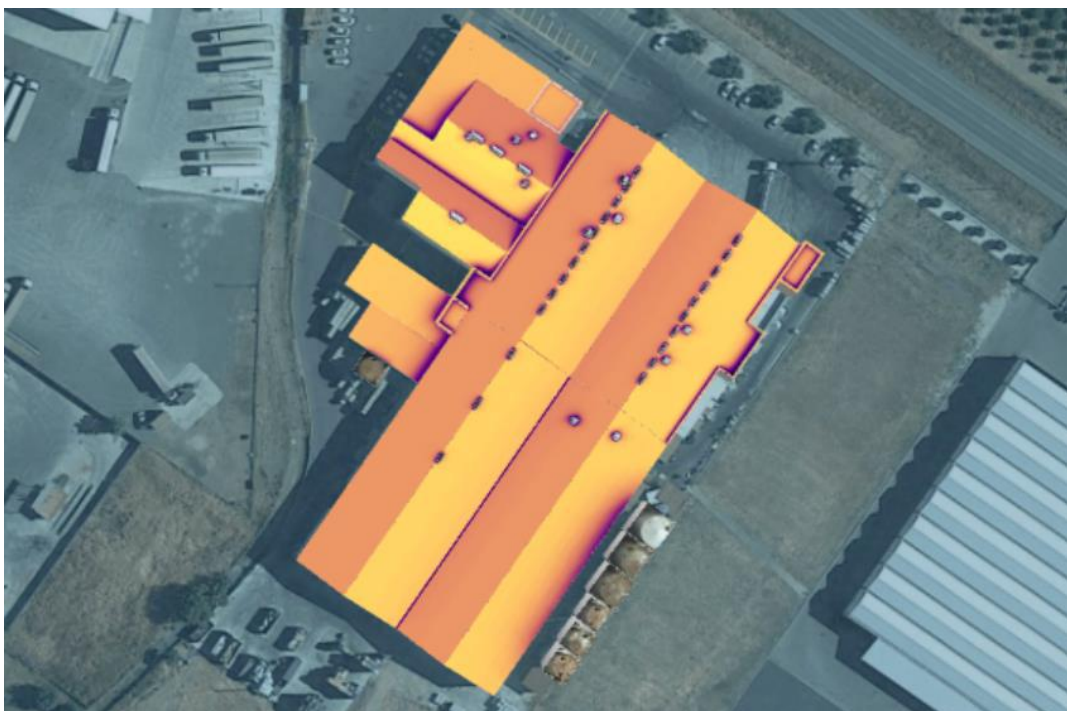


Figura 4-3. Plano irradiancia cubierta nave industrial Almisur S.L.

La inclinación de la cubierta es de  $15^\circ$ , por lo que se dipondrán los módulos en estructura fija coplanar con la misma inclinación. De esta forma, se evitarán complicaciones en la instalación y posibles daños en la estructura soporte por la acción del viento o condiciones climáticas adversas.

Definidos los ángulos de inclinación y orientación, se determinan las pérdidas producidas de acuerdo con el CTE, documento básico HE 5, Figura 4-4.

Para  $\beta=15^\circ$  y  $\alpha=-55,4^\circ$  /  $\alpha=33,9^\circ$ , se obtienen unas pérdidas de energía aproximadas de 5-10% por inclinación y orientación.

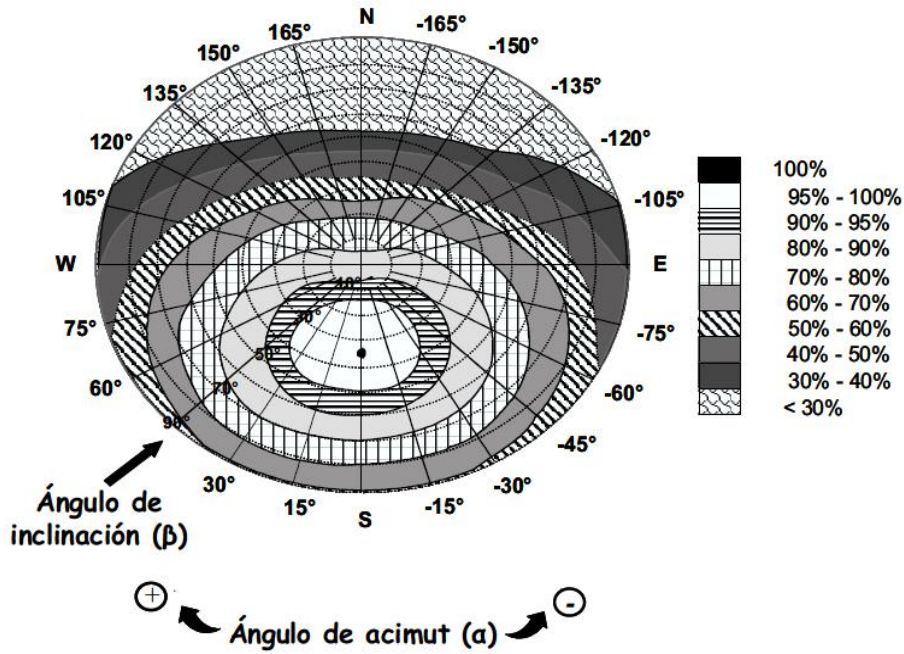


Figura 4-4. Porcentaje de energía respecto al máximo como consecuencia de las pérdidas por orientación e inclinación.

#### 4.2.3. Número de módulos conectados en serie

Para determinar la configuración de los *strings* del sistema fotovoltaico, se realiza un estudio del número máximo y mínimo de módulos en serie que se pueden conectar a cada inversor.

El número máximo de módulos fotovoltaicos conectados en serie por *string* viene determinado por el cociente entre la tensión máxima de entrada del inversor y la tensión en circuito abierto del panel a la temperatura mínima de operación.

$$N_{MAX} = \frac{U_{MAX\ INV}}{U_{CA}(T_{MIN})} \quad (4.1)$$

Siendo:

- $N_{MAX}$ : número máximo de módulos conectados en serie por *string*.
- $U_{MAX\ INV}$ : tensión máxima de entrada al inversor (V).
- $U_{CA}(T_{MIN})$ : tensión de circuito abierto del módulo a la temperatura mínima de operación (V).

La tensión del módulo en circuito abierto a la mínima temperatura se calcula con la siguiente fórmula:

$$U_{CA}(T_{MIN}) = U_{CA}(25^{\circ}C) + [(T_P - 25) * \beta] \quad (4.2)$$

Siendo:

- $U_{CA}(25^{\circ}C)$ : tensión de circuito abierto del módulo a la temperatura estándar, 25°C (V).
- $T_P$ : temperatura del módulo fotovoltaico (°C).
- $\beta$ : coeficiente de variación de tensión en función de la temperatura (V/°C).

La temperatura del panel solar para las condiciones de operación se determina como sigue:

$$T_p = T_a + \left[ \frac{T_{ONC} - 20^{\circ}\text{C}}{800 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} \right] * I \quad (4.3)$$

Siendo:

- $T_a$ : temperatura ambiente ( $^{\circ}\text{C}$ ).
- $T_{ONC}$ : temperatura de operación nominal de la célula ( $^{\circ}\text{C}$ ).
- $I$ : irradiancia ( $\text{W}/\text{m}^2$ ).

El número mínimo de módulos fotovoltaicos conectados en serie por *string* se calcula como el cociente entre la tensión mínima de seguimiento del punto de máxima potencia del inversor y la tensión de máxima potencia a la máxima temperatura de operación.

$$N_{MIN} = \frac{U_{MIN\ INV}}{U_{PMP}(T_{MAX})} \quad (4.4)$$

Siendo:

- $N_{MIN}$ : número mínimo de módulos conectados en serie por *string*.
- $U_{MIN\ INV}$ : tensión mínima de seguimiento del punto de máxima potencia del inversor (V).
- $U_{PMP}(T_{MAX})$ : tensión de máxima potencia del módulo a la temperatura máxima de operación (V).

La tensión del módulo en el punto de máxima potencia y temperatura máxima de operación se calcula de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$U_{PMP}(T_{MAX}) = U_{PMP}(25^{\circ}\text{C}) - [(T_{MAX} - 25) * \beta] \quad (4.5)$$

Siendo:

- $U_{PMP}(25^{\circ}\text{C})$ : la tensión de máxima potencia del módulo a la temperatura estándar,  $25^{\circ}\text{C}$  (V).
- $T_{MAX}$ : temperatura máxima de operación del módulo ( $^{\circ}\text{C}$ ).
- $\beta$ : coeficiente de variación de tensión en función de la temperatura ( $\text{V}/^{\circ}\text{C}$ ).

Aplicando las ecuaciones citadas con los datos proporcionados por los fabricantes en las fichas técnicas de los módulos y los inversores, se obtienen el número máximo y mínimo de módulos que se pueden conectar en serie.

Nº módulos en serie			
Nº máximo		Nº mínimo	
Tamb (mínima invierno) ( $^{\circ}\text{C}$ )	-5	Tamb (máxima verano) ( $^{\circ}\text{C}$ )	50
TONC ( $^{\circ}\text{C}$ )	45	TONC ( $^{\circ}\text{C}$ )	45
I (invierno) ( $\text{W}/\text{m}^2$ )	100	I (verano) ( $\text{W}/\text{m}^2$ )	1.000
$T_p$ (mín) ( $^{\circ}\text{C}$ )	-1,875	$T_p$ (máx) ( $^{\circ}\text{C}$ )	81,25
$U_{ca}(25^{\circ}\text{C})$ (V)	49,7	$U_{pmp}(25^{\circ}\text{C})$ (V)	41,9
$\beta$ ( $\text{V}/^{\circ}\text{C}$ )	-0,0027	$\beta$ ( $\text{V}/^{\circ}\text{C}$ )	-0,0027
$U_{ca}(T_{mín})$ (V)	49,773	$U_{pmp}(T_{máx})$ (V)	41,968
$U_{máx\ inv}$ (V)	1500	$U_{mín\ inv}$ (V)	500
<b><math>N_{máx}</math></b>	<b>30,137</b>	<b><math>N_{mín}</math></b>	<b>11,914</b>

Tabla 4-2. Cálculo del número máximo y mínimo de módulos conectados en serie.



#### 4.2.4. Número de módulos conectados en paralelo

El número de módulos conectados en paralelo, es decir, el número de *strings* que se conectan al inversor, debe cumplir que la intensidad máxima de circuito abierto de cada cadena sea menor que la intensidad máxima admisible de entrada al inversor.

$$N_{STRING} = \frac{I_{MAX INV}}{I_{C.A. STRING}} \quad (4.6)$$

Siendo:

- $I_{MAX INV}$ : intensidad máxima de entrada al inversor (A).
- $I_{C.A. STRING}$ : intensidad en circuito abierto de cada *string* (A).

Como los módulos se conectan en paralelo, la intensidad de circuito abierto de los *strings* será la misma que la intensidad de circuito abierto de un módulo fotovoltaico.

Con los datos proporcionados por las fabricantes, se obtiene el siguiente resultado:

N° <i>strings</i> en paralelo	
Imáx inv por MPPT (A)	26
N° MPPT inversor	9
Imáx inv (A)	234
Ica <i>string</i> (A)	11,73
<b>Nstring</b>	<b>19,949</b>

Tabla 4-3. Cálculo del número de *strings* del sistema.

### 4.3. Configuración del sistema fotovoltaico

En la planta fotovoltaica del presente Proyecto, se instalarán 3 inversores de 185 kW nominales, constanding cada uno con 9 entradas dobles de seguimiento de punto máxima potencia (entradas MPPT). A un inversor se conectarán 18 *strings* formados por 26 módulos en serie y a los otros dos inversores se conectarán 18 *strings* formados por 27 módulos en serie. Configuración definida en el documento *Planos*.

Estos valores están dentro del rango descrito en el apartado anterior, cumpliendo los límites de funcionamiento de los inversores con los que pueden trabajar de manera eficaz y sin riesgos.

Las características y condiciones de operación de cada inversor son las que se exponen a continuación:

Inversor 1		Inversores 2 y 3	
<b>Características</b>		<b>Características</b>	
Orientación	SE-SO	Orientación	SE
Acimut	-55,4°/33,9°	Acimut	-55,4°
N° módulos conectados	468	N° módulos conectados	486
Cadenas formadas	12 <i>strings</i> x 26 mód serie (SE) 6 <i>strings</i> x 26 mód serie (SO)	Cadenas formadas	18 <i>strings</i> x 27 mód serie
Potencia pico	215,28 kW <sub>p</sub>	Potencia pico	223,56 kW <sub>p</sub>
Potencia nominal	185 kW	Potencia nominal	185 kW
<b>Condiciones de operación</b>		<b>Condiciones de operación</b>	
Pmpp (50°C)	197 kW <sub>p</sub>	Pmpp (50°C)	204 kW <sub>p</sub>
Umpp (50°C)	975 V	Umpp (50°C)	1013 V
Impp (50°C)	202 A	Impp (50°C)	202 A
Voltaje de operación	550-1500 V	Voltaje de operación	550-1500 V
Ratio CC/CA	1,23	Ratio CC/CA	1,28

Tabla 4-4. Características inversores del sistema fotovoltaico.

Los resultados generales de la configuración final del sistema fotovoltaico son:

Módulos		Inversores	
Nº módulos	1440	Nº inversores	3
Potencia pico unitaria	460 W <sub>p</sub>	Potencia nominal unitaria	185 kW
Potencia pico total	662,40 kW <sub>p</sub>	Potencia nominal total	555 kW
Área módulos	3130 m <sup>2</sup>	Ratio Pnom	1,26
Área células solares	2857 m <sup>2</sup>		

Tabla 4-5. Características configuración del sistema fotovoltaico.

#### 4.4. Pérdidas en el sistema fotovoltaico

Las pérdidas que se producen en una instalación fotovoltaica son debidas a múltiples factores que influyen en la conversión de energía solar a eléctrica, y hacen que la energía inyectada en la red sea menor que la generada realmente por el campo solar.

Las pérdidas más significativas que se producen en el proceso de generación de electricidad se pueden clasificar en tres grupos.

- Pérdidas de irradiación: son aquellas pérdidas que presenta la irradiación al incidir sobre el panel fotovoltaico. Se producen debido a sombreados cercanos, a la irradiación que incide en el módulo según su inclinación, a la reflexión y a la suciedad que puede tener el generador.
- Pérdidas en la conversión FV: son las causadas durante el proceso de conversión de energía. Principalmente se deben a las pérdidas por el rendimiento de los módulos, por temperatura, a las pérdidas eléctricas según los *strings* formados, pérdidas óhmicas por cableado, etc.
- Pérdidas del inversor: aquellas que se producen por la conversión de corriente continua en alterna. Son todas las pérdidas que se producen en el dispositivo debido a su rendimiento, excesos de potencia o voltaje, límite de intensidad, sobrecalentamiento, etc.

Todas estas pérdidas reducen significativamente el rendimiento global del sistema, representándose mediante un ratio denominado “Proporción de rendimiento” (PR) que indica el rendimiento real de todo sistema.

Para obtener su valor se multiplican los rendimientos de cada grupo, siendo estos rendimientos el cociente de la producción real de energía que se genera menos las pérdidas descritas entre la energía que se generaría si no existiesen pérdidas. Su expresión es la siguiente:

$$PR = \eta_{irradiación} * \eta_{conversiónFV} * \eta_{inversor} \tag{4.7}$$

Debido a la complejidad para determinar los rendimientos y las pérdidas del sistema, se obtienen sus valores con el programa PVsyst.

Los resultados obtenidos del rendimiento y las pérdidas del sistema se exponen en la siguiente tabla.

Resultados rendimiento y pérdidas	
Proporción de rendimiento	0,81
Pérdidas del conjunto	0,91 kWh/kWp/día
Pérdidas del sistema	0,10 kWh/kWp/día

Tabla 4-6. Resultados generales PR y pérdidas del sistema.

Los valores del índice de rendimiento (PR) mensuales se representan en el gráfico de la Figura 4-5.

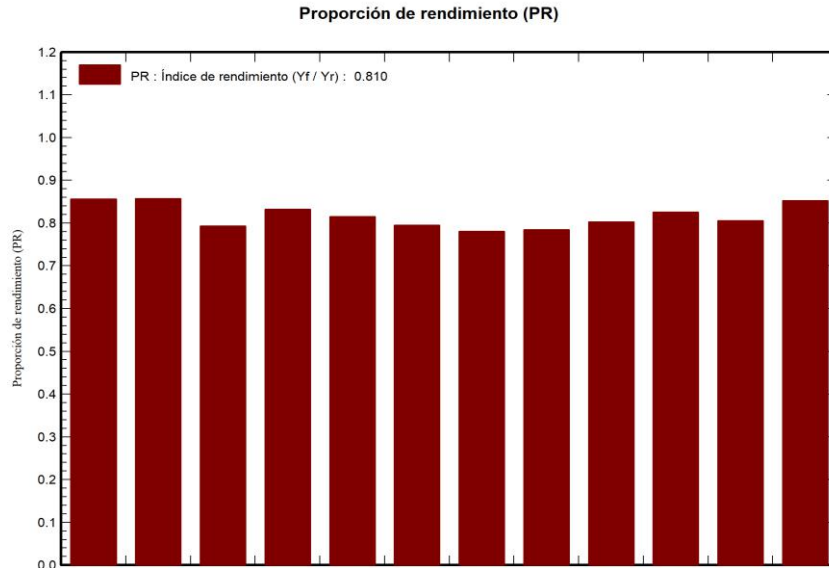


Figura 4-5. Proporción de rendimiento (PR) mensual del sistema fotovoltaico.

Para maximizar el rendimiento de la instalación es esencial evitar las sombras cercanas, dado que estas producen grandes pérdidas de radiación solar en el plano colector. Estas pérdidas se representan gráficamente mediante líneas superpuestas a las trayectorias del sol en un diagrama de iso-sombreados, expresándose como porcentaje de la radiación solar global que incidiría sobre el modulo si no existiesen sombras.

En la instalación del presente Proyecto, se obtiene el diagrama de pérdidas de radiación solar por sombras y se concluye que las pérdidas por sombras no son relevantes. En las horas centrales del día, de 10h a 15 h, las pérdidas por sombras no superan el 1%. En las horas de caída solar, de 16h a 19h, estas pérdidas aumentan y sus valores se sitúan entre un 5-20%. Sin embargo, las mayores pérdidas por sombras se producen a la salida del Sol, entre las 7h y las 9h, en las que se pueden llegar a producir pérdidas de hasta un 40%, no obstante, estas pérdidas son poco notables en la generación global de energía debido a que se producen en un intervalo corto de tiempo y en horas en las que la irradiación solar es leve. Destacar que en los meses de invierno se producen mayores pérdidas por sombras que en los meses de verano, consecuencia de la altura que alcanza el Sol en las diferentes estaciones.

El valor medio anual de las pérdidas de radiación solar por sombras es de aproximadamente 1,4%.

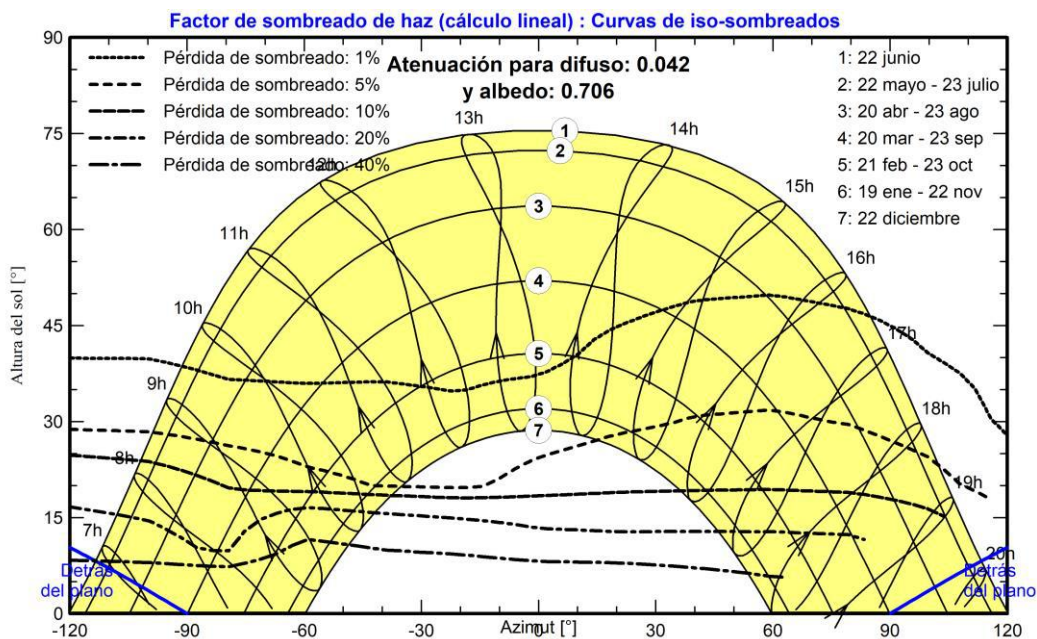


Figura 4-6. Diagrama de iso-sombreados del sistema fotovoltaico.

Todas las pérdidas originadas en la instalación del presente Proyecto se detallan en el siguiente diagrama.

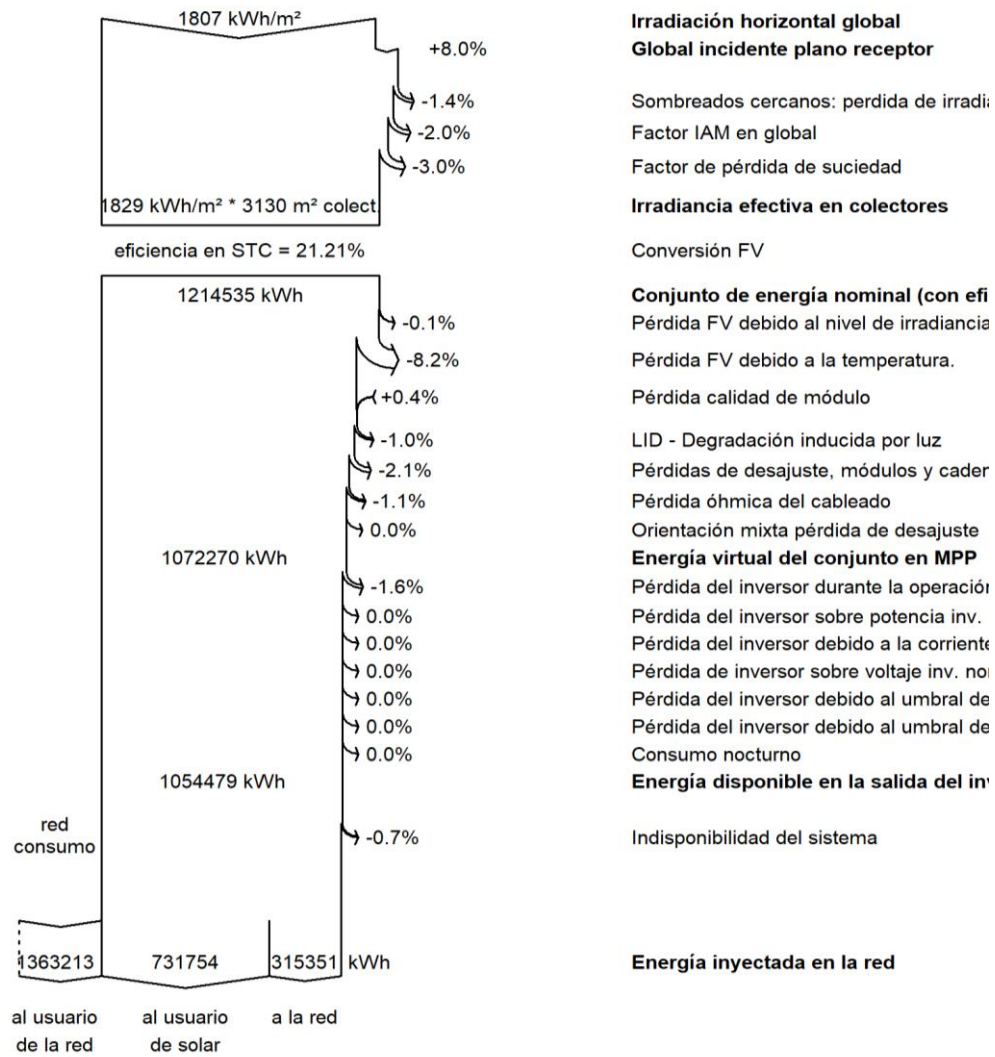


Figura 4-7. Diagrama de pérdidas del sistema fotovoltaico.

Como se observa, las mayores pérdidas del conjunto son debidas a la temperatura de operación del módulo. Cabe destacar las pérdidas por sombras, por inclinación de los colectores, por la degradación inducida por la luz, debidas a los desajustes por las cadenas de módulos y las pérdidas óhmicas del cableado de la instalación. Se valoran pérdidas del 3% por suciedad en los módulos y del 0,7% por indisponibilidad del sistema al año.

#### 4.5. Energía generada en el sistema fotovoltaico

La energía anual generada por el sistema fotovoltaico se estima con el programa PVsyst. Para ello, se tienen en cuenta el número total de módulos, la configuración de los inversores, la ubicación de la instalación y todas las pérdidas descritas en el apartado anterior.

Los resultados generales de producción de energía son los expuestos a continuación.

Resultados generales producción del sistema	
Producción del sistema	1047 MWh/año
Producción específica	1581 kWh/kWp/año
Producción normalizada	4,33 kWh/kWp/día

Tabla 4-7. Resultados generales de la producción de energía del sistema.

La producción normalizada de energía por mes se representa en el gráfico de la Figura 4-8. Se contempla que de abril a septiembre la producción de energía eléctrica es más significativa que en el periodo de octubre a marzo, debido al número de horas equivalentes de cada mes. Sin embargo, se puede observar que en los meses de mayor producción se obtienen mayores pérdidas en el sistema. Estas pérdidas son ocasionadas principalmente por la temperatura, como se comenta en el apartado anterior, por que lo se justifica que a mayor irradiación solar y temperatura, mayor producción de energía tendrá la instalación pero también valores de pérdidas más elevados.

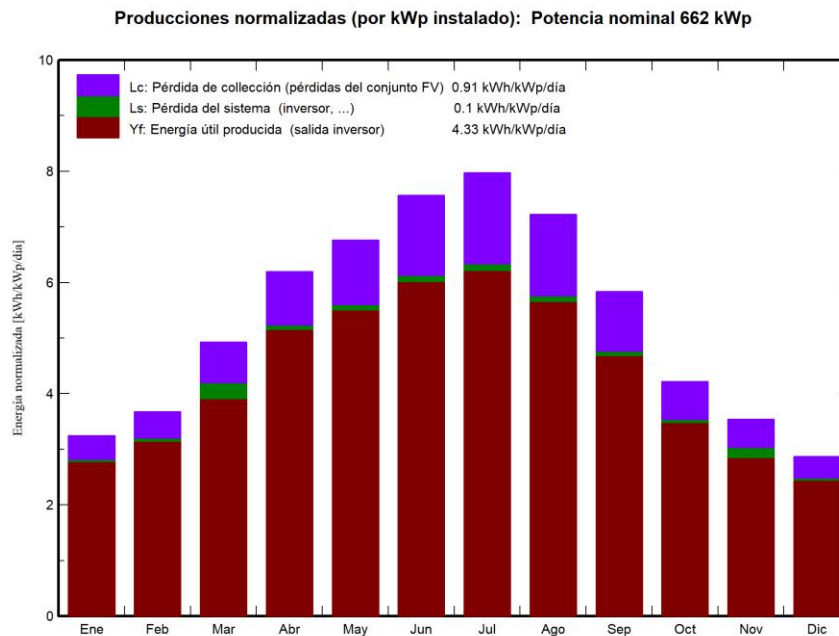


Figura 4-8. Producción normalizada mensual del sistema fotovoltaico.

Con objeto de analizar en profundidad la energía generada por la instalación fotovoltaica, se describen los siguientes parámetros:

- GlobHor: irradiación horizontal global (kWh/m<sup>2</sup>).
- DiffHor: irradiación difusa horizontal (kWh/m<sup>2</sup>).
- T\_Amb: temperatura ambiente (°C).
- GlobInc: irradiación global incidente en el plano receptor (kWh/m<sup>2</sup>).
- GlobEff: irradiación global efectiva, corrección para incidencia y sombreados (kWh/m<sup>2</sup>).
- EArray: energía efectiva a la salida del conjunto (MWh).
- E\_User: energía consumida por el usuario (MWh).
- E\_Solar: energía autoconsumida (MWh).
- E\_Grid: energía inyectada a la red (MWh).
- EFrGrid: energía procedente de la red (MWh).

Los valores mensuales medios de cada parámetro se detallan en la Tabla 4-8, donde se aprecia que la planta produce más energía en los meses de mayor irradiación, a pesar de las superiores pérdidas por temperatura. Con la energía efectiva a la salida del conjunto se cubre la demanda energética del usuario, generando un exceso de energía que se vende en el mercado eléctrico cuando la producción fotovoltaica es superior al consumo. Sin embargo, cuando la demanda eléctrica es superior a la producción, se inyecta al usuario energía procedente de la red.

En la instalación del presente Proyecto, se estima que la producción fotovoltaica cubrirá un 51,18% del consumo eléctrico de Almisur S.L., generándose un 29,41% de excedentes vendidos a mercado y un 68,25% de la energía producida será autoconsumida.



	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Enero	78.5	29.30	9.24	100.7	91.8	58.0	148.8	42.5	14.64	106.3
Febrero	87.6	37.50	11.58	103.0	95.7	59.4	150.8	44.3	14.25	106.6
Marzo	137.9	51.30	14.97	152.9	143.0	86.3	183.7	57.7	22.65	126.0
Abril	175.6	62.70	16.87	185.8	174.8	104.2	164.7	66.1	36.39	98.6
Mayo	208.8	73.70	21.60	209.7	198.0	115.2	151.3	66.8	46.42	84.5
Junio	228.5	70.80	26.91	227.1	215.2	121.8	163.2	74.7	44.96	88.5
Julio	246.9	56.20	29.73	247.2	234.6	130.1	147.6	69.1	58.74	78.5
Agosto	214.7	58.20	29.56	223.9	211.7	118.4	358.3	115.8	0.48	242.4
Septiembre	160.9	49.10	24.96	175.2	164.6	94.8	157.3	60.1	33.05	97.2
Octubre	114.2	45.30	20.17	130.8	121.9	72.7	166.6	52.6	18.89	113.9
Noviembre	84.6	30.50	13.31	106.2	97.3	60.4	152.6	42.6	14.06	109.9
Diciembre	68.8	27.60	10.08	89.1	80.8	51.0	150.1	39.5	10.81	110.6
<b>Año</b>	<b>1807.0</b>	<b>592.20</b>	<b>19.13</b>	<b>1951.6</b>	<b>1829.4</b>	<b>1072.2</b>	<b>2095.0</b>	<b>731.8</b>	<b>315.35</b>	<b>1363.2</b>

Tabla 4-8. Balances y resultados mensuales medios de la producción del sistema.

Dado que se conoce la demanda por horas que tiene la industria en el mes de octubre (datos aportados por Almisur S.L.), se realiza un estudio del consumo energético por horas en este mes.

Horas día	Consumo sin FV (kWh)	Producción FV (kWh)	Autoconsumo (kWh)	Excedentes (kWh)	Consumo red (kWh)
0	214,23	0,00	0,00	0,00	214,23
1	221,65	0,00	0,00	0,00	221,65
2	219,16	0,00	0,00	0,00	219,16
3	204,55	0,00	0,00	0,00	204,55
4	217,61	0,00	0,00	0,00	217,61
5	218,42	0,00	0,00	0,00	218,42
6	201,32	0,00	0,00	0,00	201,32
7	222,39	0,84	0,84	0,00	221,55
8	234,23	90,74	88,45	2,29	145,77
9	239,42	192,47	159,19	33,28	80,23
10	236,61	271,35	193,13	78,22	43,49
11	231,39	324,71	208,51	116,20	22,88
12	236,00	350,13	222,15	127,98	13,85
13	241,87	342,50	226,14	116,37	15,73
14	224,16	297,98	199,91	98,07	24,25
15	214,13	246,29	184,72	61,57	29,41
16	227,68	160,60	138,40	22,20	89,28
17	227,16	64,75	63,50	1,25	163,66
18	228,65	3,42	3,42	0,00	225,23
19	232,10	0,00	0,00	0,00	232,10
20	228,42	0,00	0,00	0,00	228,42
21	229,74	0,00	0,00	0,00	229,74
22	208,10	0,00	0,00	0,00	208,10
23	206,65	0,00	0,00	0,00	206,65
<b>TOTAL</b>	<b>166.334,00</b>	<b>72.719,59</b>	<b>52.339,10</b>	<b>20.380,49</b>	<b>113.994,90</b>

Tabla 4-9. Consumo energético de Almisur S.L. en el mes de octubre.

Se representan gráficamente los valores energéticos de dicho mes con la curva de carga horaria.

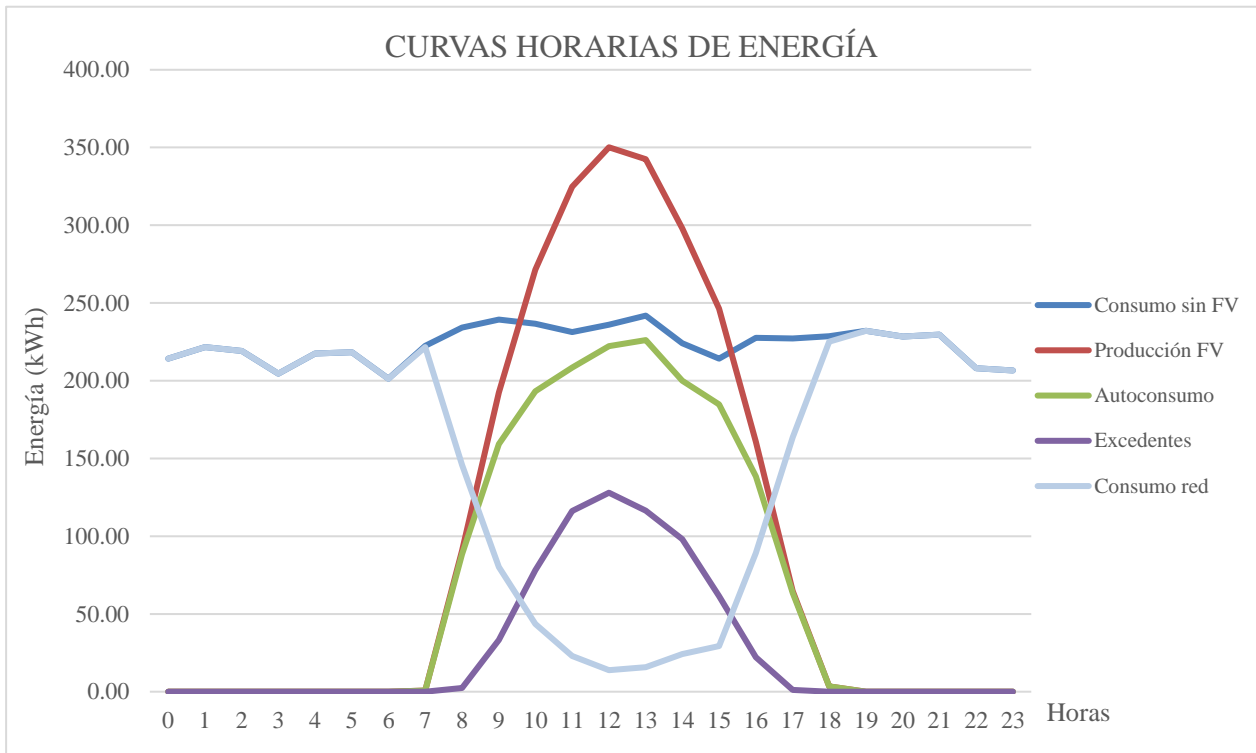


Figura 4-9. Curva de carga con producción FV de Almisur S.L.

#### 4.6. Distribución módulos fotovoltaicos

Con el programa SolarEdger Designer, se diseña la instalación fotovoltaica distribuyéndose los módulos en la cubierta de la nave industrial según el espacio disponible libre de sombras y otras instalaciones.



Figura 4-10. Vista planta distribución módulos fotovoltaicos en cubierta industrial Almisur S.L.

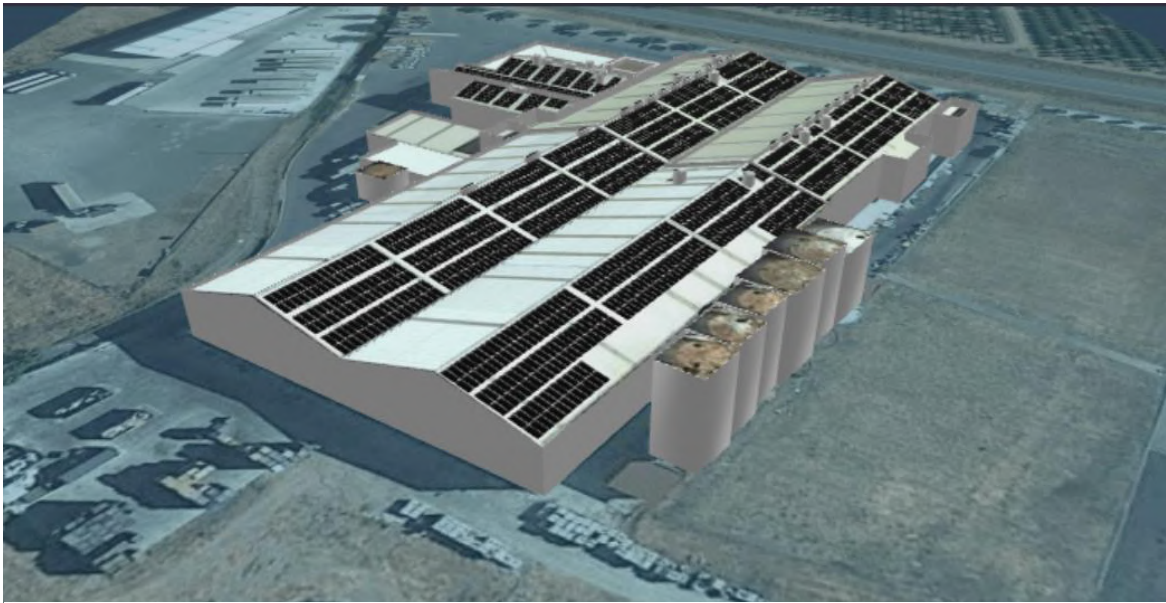


Figura 4-11. Vista 3D distribución módulos fotovoltaicos en cubierta industrial Almisur S.L.

Los módulos se instalarán en las aguas de la cubierta orientadas hacia el Sur-Este y Sur-Oeste, maximizando la irradiación incidente. Se evita la disposición en las zonas con sombras y otras instalaciones, y se agrupan los paneles fotovoltaicos dejando espacio conveniente para posibles reparaciones, sustituciones y operaciones de mantenimiento. Este espacio se estima en una separación de 0,8 m entre agrupaciones, permitiendo el acceso a todos los módulos a instaladores y técnicos.

#### 4.7. Estructura soporte módulos fotovoltaicos

La cubierta de la nave industrial donde se instalarán los módulos fotovoltaicos está formada por panel aislado tipo sándwich. Los módulos se dispondrán en estructura coplanar a la cubierta, la cual tiene 15° de inclinación.

Los módulos fotovoltaicos del fabricante seleccionado tienen una superficie de 2,1736 m<sup>2</sup> y un peso aproximado de 23,3 kg, lo que representa una carga de 10,719 kg/m<sup>2</sup>, es decir, 0,105 kN/m<sup>2</sup>. Puesto que se instalarán coplanares a la cubierta, los paneles no se verán afectados por la fuerza del viento, sobrecargando la cubierta únicamente con la acción de su peso.

Según el Documento Básico SE-AE del CTE, Tabla 3-1, la sobrecarga que puede soportar una cubierta accesible únicamente para conservación y con inclinación inferior a 20° es de 1 kN/m<sup>2</sup> en carga uniforme, por lo que se concluye que la cubierta de la nave industrial objeto del presente Proyecto podrá soportar los módulos fotovoltaicos, no afectando su instalación negativamente a la estructura existente.

La instalación de la estructura se tendrá que realizar teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje para posibles sustituciones de elementos. El anclaje se realizará directo a la capa sándwich metálica, en el lateral de la greca, asegurando estanqueidad entre módulos según lo establecido en el CTE.

El soporte elegido para la instalación es del fabricante Sunfer, modelos KHE915 y KHB915, soporte coplanar microrail fijación a chapa metálica para módulos en vertical y horizontal respectivamente. Ambos permiten el montaje de módulos de todos los tamaños y hasta 45 mm de espesor.

Se instalarán un total de 208 estructuras soporte coplanares a la cubierta, agrupando los módulos según la distribución mostrada en el apartado anterior, con el objetivo de poder generar ahorro tanto económico como de materiales en la instalación. Las unidades de cada tipo de estructura requeridas se detallan en la tabla adjunta.



Estructura Soporte					
Disposición vertical			Disposición horizontal		
Tipo	Nº módulos por estructura	Ud estructura	Tipo	Nº módulos por estructura	Ud estructura
KHE915_3	3	2	KHB915_2	2	20
KHE915_4	4	1	KHB915_3	3	4
KHE915_6	6	15	KHB915_5	5	4
KHE915_8	8	148	KHB915_6	6	14
Total uds estructura vertical		166	Total uds estructura horizontal		42

Tabla 4-10. Unidades de estructura soporte para módulos FV según disposición en cubierta.

## 4.8. Cálculo de sección de conductores

### 4.8.1. Conductores de corriente continua

La sección del cableado que une cada *string* de módulos con las entradas de los distintos inversores se calcula conforme a los criterios de intensidad máxima admisible y caída de tensión, establecidos por el REBT.

- **Criterio de intensidad máxima admisible**

El criterio térmico restringe la intensidad máxima admisible por el cable en régimen permanente. De acuerdo con la ITC-BT-40, los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador.

Para el cálculo de la intensidad máxima admisible, se emplea la siguiente expresión:

$$I_{z0} \geq I_{z0min} = \frac{1,25 * I_L}{f_n} \quad (4.8)$$

Siendo:

- $I_{z0}$ : intensidad máxima admisible del cable en condiciones tipo de instalación, proporcionada en las tablas de la norma UNE-HD 60364-5-52:2014 (A).
- $I_{z0min}$ : mínimo valor que puede tener  $I_{z0}$  (A).
- $I_L$ : intensidad nominal de la línea (A).
- $f_n$ : factores de corrección, proporcionados en las tablas de la norma UNE-HD 60364-5-52:2014 e ITC-BT-07.

Para el cálculo de la intensidad nominal de línea, se tiene en cuenta la configuración de los inversores. Cada inversor tiene 9 entradas dobles de seguimiento de punto máxima potencia (entradas MPPT). A un inversor se conectarán 18 *strings* formados por 26 módulos y a los otros dos inversores se conectarán 18 *strings* formados por 27 módulos. La intensidad máxima de cada *string* corresponde a la intensidad de cortocircuito del módulo fotovoltaico, que al estar conectados en serie, será la misma en todas las cadenas formadas.

$$I_L = 11,73 A$$

Los factores de corrección son los siguientes:

- $f_1 = 0,9$ : factor corrector por exposición directa al Sol.
- $f_2 = 0,75$ : factor corrector por agrupación de conductores (Tabla C.52.3).
- $f_3 = 1$ : factor corrector por temperatura ambiente 40°C.

Luego, el factor de corrección global será:

$$f_n = f_1 * f_2 * f_3 = 0,675 \quad (4.9)$$

El valor mínimo de la intensidad del cable será:

$$I_{z0min} = \frac{1,25 * I_L}{f_n} = \frac{1,25 * 11,73}{0,675} = 21,72 \text{ A} \quad (4.10)$$

Para instalación sobre bandeja de rejilla (tipo F) y un aislamiento PVC2, de acuerdo con la tabla C.52.1. bis de la norma UNE-HD 60364-5-52:2014, se obtiene una sección de 2,5 mm<sup>2</sup> para el valor de la intensidad máxima admisible calculado.

$$I_{z0min} \leq I_{z0} = 26 \text{ A}$$

La comparación entre la intensidad circulante por cada tipo de conductor y la intensidad admisible de la sección elegida tras la aplicación del coeficiente corrector se muestra en la Tabla 4-11, pudiéndose apreciar que se cumple con creces el criterio de intensidad máxima admisible.

- **Criterio de caída de tensión**

A lo largo de la longitud del cable, se produce una caída de tensión que genera pérdidas en la energía transportada. De acuerdo con la ITC-BT-40, la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal.

El criterio de caída de tensión establece la sección necesaria de los cables según la siguiente expresión:

$$S = \frac{2 * L * \rho * I_L}{\Delta V} \quad (4.11)$$

Siendo:

- S: sección del cable (mm<sup>2</sup>).
- L: longitud de la línea (m).
- ρ: resistividad del conductor. En el presente Proyecto, resistividad del cobre (0,019 mm<sup>2</sup>Ω/m).
- I<sub>L</sub>: intensidad nominal de la línea (A).
- ΔV: caída de tensión (V).

Para simplificar los cálculos se toma el caso más desfavorable, que consiste en el tramo con mayor longitud medido desde los módulos fotovoltaicos hasta los inversores.

La tensión en cada línea corresponde a la tensión de circuito abierto de todos los módulos conectados en serie. Como la tensión de circuito abierto de un panel fotovoltaico tiene un valor de 49,7 V, la tensión de un *string* formado por 26 módulos será 1.292,2 V y la tensión de un *string* formado por 27 módulos será 1.341,9 V.

Se adjuntan en la Tabla 4-11 los valores detallados de los cálculos realizados con ambos criterios.

Se concluye que el criterio más restrictivo es el criterio de caída de tensión, por el que se establece que el conductor será de 4 mm<sup>2</sup> de sección para los módulos conectados al inversor 1 (*strings* formados por 26 paneles) y de 6 mm<sup>2</sup> de sección para los módulos conectados a los inversores 2 y 3 (*strings* formados por 27 paneles). Los conductores de corriente continua serán de cobre unipolar de tipo H1Z2Z2-K 0,6/1kV, especial para instalaciones fotovoltaicas, no propagador de la llama ni del incendio, con baja emisión de humos opacos y baja corrosividad y transcurrirá por canal superficial.

Nº strings	Inversor	L (m)	IL(A)	Vlínea (V)	$\rho$ (mm <sup>2</sup> Ω/m)	ΔV (V)	S (mm <sup>2</sup> ) Criterio caída de tensión	fn	Iz0mín (A)	S (mm <sup>2</sup> ) Criterio térmico	S (mm <sup>2</sup> ) Normalizado
1	1	72,79	11,73	1292,2	0,019	19,383	1,674	0,675	21,72	2,5	4
2	1	91,25	11,73	1292,2	0,019	19,383	2,098	0,675	21,72	2,5	4
3	1	29,42	11,73	1292,2	0,019	19,383	0,677	0,675	21,72	2,5	4
4	1	54,70	11,73	1292,2	0,019	19,383	1,258	0,675	21,72	2,5	4
5	1	83,43	11,73	1292,2	0,019	19,383	1,919	0,675	21,72	2,5	4
6	1	52,20	11,73	1292,2	0,019	19,383	1,200	0,675	21,72	2,5	4
7	1	30,67	11,73	1292,2	0,019	19,383	0,705	0,675	21,72	2,5	4
8	1	34,41	11,73	1292,2	0,019	19,383	0,791	0,675	21,72	2,5	4
9	1	89,50	11,73	1292,2	0,019	19,383	2,058	0,675	21,72	2,5	4
10	1	89,50	11,73	1292,2	0,019	19,383	2,058	0,675	21,72	2,5	4
11	1	42,14	11,73	1292,2	0,019	19,383	0,969	0,675	21,72	2,5	4
12	1	44,86	11,73	1292,2	0,019	19,383	1,032	0,675	21,72	2,5	4
13	1	114,31	11,73	1292,2	0,019	19,383	2,629	0,675	21,72	2,5	4
14	1	109,96	11,73	1292,2	0,019	19,383	2,529	0,675	21,72	2,5	4
15	1	83,39	11,73	1292,2	0,019	19,383	1,918	0,675	21,72	2,5	4
16	1	83,39	11,73	1292,2	0,019	19,383	1,918	0,675	21,72	2,5	4
17	1	<b>133,92</b>	11,73	1292,2	0,019	19,383	<b>3,080</b>	0,675	21,72	<b>2,5</b>	4
18	1	125,41	11,73	1292,2	0,019	19,383	2,884	0,675	21,72	2,5	4
1	2	130,77	11,73	1341,9	0,019	20,1285	2,896	0,675	21,72	2,5	6
2	2	126,87	11,73	1341,9	0,019	20,1285	2,810	0,675	21,72	2,5	6
3	2	125,02	11,73	1341,9	0,019	20,1285	2,769	0,675	21,72	2,5	6
4	2	120,92	11,73	1341,9	0,019	20,1285	2,678	0,675	21,72	2,5	6
5	2	153,43	11,73	1341,9	0,019	20,1285	3,398	0,675	21,72	2,5	6
6	2	153,43	11,73	1341,9	0,019	20,1285	3,398	0,675	21,72	2,5	6
7	2	176,96	11,73	1341,9	0,019	20,1285	3,919	0,675	21,72	2,5	6
8	2	176,96	11,73	1341,9	0,019	20,1285	3,919	0,675	21,72	2,5	6
9	2	201,90	11,73	1341,9	0,019	20,1285	4,471	0,675	21,72	2,5	6
10	2	200,42	11,73	1341,9	0,019	20,1285	4,438	0,675	21,72	2,5	6
11	2	162,68	11,73	1341,9	0,019	20,1285	3,603	0,675	21,72	2,5	6
12	2	158,83	11,73	1341,9	0,019	20,1285	3,517	0,675	21,72	2,5	6
13	2	196,81	11,73	1341,9	0,019	20,1285	4,358	0,675	21,72	2,5	6
14	2	198,21	11,73	1341,9	0,019	20,1285	4,389	0,675	21,72	2,5	6
15	2	202,76	11,73	1341,9	0,019	20,1285	4,490	0,675	21,72	2,5	6
16	2	202,76	11,73	1341,9	0,019	20,1285	4,490	0,675	21,72	2,5	6
17	2	240,97	11,73	1341,9	0,019	20,1285	5,336	0,675	21,72	2,5	6
18	2	<b>243,16</b>	11,73	1341,9	0,019	20,1285	<b>5,385</b>	0,675	21,72	<b>2,5</b>	6
1	3	<b>230,05</b>	11,73	1341,9	0,019	20,1285	<b>5,094</b>	0,675	21,72	<b>2,5</b>	6
2	3	230,05	11,73	1341,9	0,019	20,1285	5,094	0,675	21,72	2,5	6
3	3	202,47	11,73	1341,9	0,019	20,1285	4,484	0,675	21,72	2,5	6
4	3	202,47	11,73	1341,9	0,019	20,1285	4,484	0,675	21,72	2,5	6
5	3	200,23	11,73	1341,9	0,019	20,1285	4,434	0,675	21,72	2,5	6
6	3	200,23	11,73	1341,9	0,019	20,1285	4,434	0,675	21,72	2,5	6
7	3	188,08	11,73	1341,9	0,019	20,1285	4,165	0,675	21,72	2,5	6

8	3	177,55	11,73	1341,9	0,019	20,1285	3,932	0,675	21,72	2,5	6
9	3	158,17	11,73	1341,9	0,019	20,1285	3,503	0,675	21,72	2,5	6
10	3	158,17	11,73	1341,9	0,019	20,1285	3,503	0,675	21,72	2,5	6
11	3	142,70	11,73	1341,9	0,019	20,1285	3,160	0,675	21,72	2,5	6
12	3	142,70	11,73	1341,9	0,019	20,1285	3,160	0,675	21,72	2,5	6
13	3	103,70	11,73	1341,9	0,019	20,1285	2,296	0,675	21,72	2,5	6
14	3	103,70	11,73	1341,9	0,019	20,1285	2,296	0,675	21,72	2,5	6
15	3	93,05	11,73	1341,9	0,019	20,1285	2,061	0,675	21,72	2,5	6
16	3	93,05	11,73	1341,9	0,019	20,1285	2,061	0,675	21,72	2,5	6
17	3	81,54	11,73	1341,9	0,019	20,1285	1,806	0,675	21,72	2,5	6
18	3	68,37	11,73	1341,9	0,019	20,1285	1,514	0,675	21,72	2,5	6

Tabla 4-11. Cálculo sección de conductores de CC.

#### 4.8.2. Conductores de corriente alterna

La red de distribución de CA irá desde la salida de los inversores, situados en el interior de la nave industrial, hasta el cuadro eléctrico general de distribución. Los conductores discurrirán sobre bandeja de rejilla desde los inversores hasta el nuevo cuadro eléctrico de protecciones (tramo 1) y, desde ahí hasta el punto de conexión que estará situado en el cuadro general de distribución (tramo 2), tal como se indica en el esquema unifilar del documento *Planos*.

El conductor utilizado será de cobre unipolar 0,6/1kV RZ1-K(AS), aislado con polietileno reticulado (XLPE) o similar. Estos conductores están especialmente indicados para redes de distribución, acometidas, instalaciones enterradas, industriales, de alumbrado público y, por sus características térmicas y eléctricas, en aquellas instalaciones donde sean previsibles sobrecargas o cortocircuitos.

La sección del cableado se calcula conforme a los criterios de intensidad máxima admisible y caída de tensión, establecidos por el REBT.

- **Criterio de intensidad máxima admisible**

El criterio térmico se aplica como en el apartado anterior, según la ecuación 4.8, para la obtención de la intensidad máxima admisible por el cableado.

La intensidad nominal de línea es la correspondiente a la corriente máxima de salida de cada inversor, obtenido el valor según la ficha técnica del fabricante.

$$I_L = 134,9 \text{ A}$$

Los factores de corrección según la norma UNE-HD 60364-5-52:2014, para instalación interior en bandeja de rejilla, son los siguientes:

- $f_1 = 0,8$ : factor corrector por agrupación de conductores (Tabla C.52.3).
- $f_2 = 1,10$ : factor corrector por temperatura ambiente 30°C.

Luego, el factor de corrección global será:  $f_n = 0,88$ .

Para el tramo 1, puesto que se compone de los conductores que van desde la salida de cada inversor hasta el CGP, el valor mínimo de la intensidad del cable será:  $I_{z0\text{mín}} = 191,62 \text{ A}$ .

Para instalación sobre bandeja de rejilla (tipo F) y un aislamiento XLPE3, de acuerdo con la tabla C.52.1 de la norma UNE-HD 60364-5-52:2014, se obtiene una sección de 50 mm<sup>2</sup> para el valor de la intensidad máxima admisible calculado.

$$I_{z0\text{mín}} \leq I_{z0} = 207 \text{ A}$$

Sin embargo, para obtener un mejor rendimiento en la conducción y no sufrir excesivas pérdidas por intensidad, se selecciona el conductor de sección superior 70 mm<sup>2</sup>, para este tramo de la instalación.

Para el tramo 2, compuesto de los conductores que van desde el CGP hasta el CGD, el valor mínimo de la intensidad del cable será:  $I_{z0\ min} = 574,86\ A$ .

Para instalación sobre bandeja de rejilla (tipo F) y un aislamiento XLPE3, de acuerdo con la tabla C.52.1 de la norma UNE-HD 60364-5-52:2014, se obtiene una sección de  $240\ mm^2$  para el valor de la intensidad máxima admisible calculado.

$$I_{z0\ min} \leq I_{z0} = 599\ A$$

- **Criterio de caída de tensión**

El criterio de caída de tensión establece la sección necesaria de los cables de corriente alterna trifásica según la siguiente expresión:

$$S = \frac{\sqrt{3} * L * \rho * I_L}{\Delta V} \quad (4.12)$$

Siendo:

- S: sección del cable ( $mm^2$ ).
- L: longitud de la línea (m).
- $\rho$ : resistividad del conductor. En el presente Proyecto, resistividad del cobre ( $0,019\ mm^2\Omega/m$ ).
- $I_L$ : intensidad nominal de la línea (A).
- $\Delta V$ : caída de tensión (V).

Determinando la longitud aproximada de los dos tramos de alterna definidos y, conociendo el valor de caída de tensión correspondiente, se obtienen los valores adjuntos en la siguiente tabla:

Tramos	L (m)	IL(A)	Vlínea (V)	$\rho$ ( $mm^2\Omega/m$ )	$\Delta V(V)$	S ( $mm^2$ ) Criterio caída de tensión	fn	Iz0mín(A)	S ( $mm^2$ ) Criterio térmico	S ( $mm^2$ ) Normalizado
1	4,80	134,9	800	0,019	9,6	2,220	0,88	191,62	50	<b>70</b>
2	7,20	404,7	800	0,019	9,6	9,989	0,88	574,86	240	<b>240</b>

Tabla 4-12. Cálculo sección de conductores de CA.

Se concluye que el criterio más restrictivo es el criterio térmico, por el que se establece que el conductor será de  $70\ mm^2$  de sección para el tramo 1, desde la salida de los inversores hasta el CGP, y de  $240\ mm^2$  de sección para el tramo 2, desde el CGP hasta el CGD. El conductor utilizado será de cobre unipolar 0,6/1kV RZ1-K(AS), aislado con polietileno reticulado (XLPE) o similar.

## 4.9. Protecciones

### 4.9.1. Protecciones del sistema fotovoltaico

- **Cortocircuitos**

El cortocircuito es un fallo eléctrico no peligroso para los módulos fotovoltaicos, debido a que la intensidad de trabajo está limitada a un valor muy cercano a la corriente máxima de operación. Sin embargo, el cortocircuito puede ser perjudicial para el funcionamiento del inversor, contando este dispositivo con protecciones internas contra cortocircuitos para evitar posibles daños.

Para las personas, un cortocircuito en el campo fotovoltaico es peligroso a causa del arco eléctrico que se produce por la variación brusca de corriente al pasar rápidamente de circuito abierto a cortocircuito. Para evitar

cortocircuitos debidos a fallos de aislamiento del cable, que puedan producir daños y lesiones en las personas, se recomienda la conducción separada del positivo y del negativo.

- **Contactos directos e indirectos**

El generador fotovoltaico se conectará en modo flotante, es decir, con los conductores positivos y negativos aislados de tierra. Esta conexión proporciona los niveles de protección adecuados frente a contactos directos e indirectos siempre que la resistencia de aislamiento de la parte de continua se mantenga por encima de unos niveles de seguridad y no ocurra defecto a masas o a tierra. En este último caso, se generaría una situación de riesgo debido a la alta carga electrostática que podría causar descargas en forma de chispas. Para solventar esta situación, se aíslan los módulos fotovoltaicos y los conductores con aislamiento de clase II.

Los inversores contarán con protección activa integrada contra derivaciones para detectar la aparición de derivaciones de corriente en el lado de continua.

- **Sobretensiones**

En ocasiones, se pueden generar sobretensiones de origen atmosférico de cierta importancia sobre los generadores fotovoltaicos. Las más frecuentes son debidas a incidencias indirectas de rayos en el entorno, que provocan acoplamientos galvánicos, inductivos y capacitivos en los equipos electrónicos del sistema. Para que estas sobretensiones no dañen el sistema, los inversores contarán opcionalmente con protecciones contra sobretensiones transitorias.

- **Otros riesgos**

Existen otros riesgos que pueden afectar a una instalación fotovoltaica y hay que tenerlos en cuenta para asegurar su protección, siendo estos el funcionamiento en isla, la calidad del suministro en términos de tensión y frecuencia, los huecos de tensión y el procedimiento y tiempo de rearme de las protecciones.

Estos aspectos están legislados y es fundamental que el fabricante del inversor cumpla con todas las protecciones mediante certificado y avalado según la normativa vigente. En la instalación del presente Proyecto, el fabricante Huawei certifica el cumplimiento de todas las normas descritas en la ficha técnica del inversor.

#### 4.9.2. Protecciones de baja tensión

La instalación eléctrica de alterna estará protegida mediante un nuevo cuadro general de protecciones (CGP) colocado a la salida de los inversores. Este cuadro se compondrá de tres interruptores magnetotérmicos y un interruptor general diferencial en cabecera, como se muestra en el esquema unifilar del documento *Planos*.

- **Interruptor magnetotérmico**

Los interruptores magnetotérmicos protegen la instalación contra sobreintensidades y cortocircuitos. Se instalará un interruptor magnetotérmico a la salida de cada inversor, en el definido como tramo 1 del lado de alterna. La selección del interruptor se realiza de acuerdo con los criterios de protección contra sobrecargas y cortocircuitos.

El criterio de protección contra sobrecargas se establece según la siguiente expresión:

$$I_L \leq I_N \leq I_{Z0} \quad (4.13)$$

Siendo:

- $I_L$ : intensidad máxima a la salida de cada inversor (A).
- $I_N$ : intensidad nominal o calibre del interruptor (A).
- $I_{Z0}$ : intensidad máxima admisible por el conductor, en este caso, de 70 mm<sup>2</sup> de sección (A).

Se limita la intensidad nominal del interruptor a los siguientes valores:  $134,9 A \leq I_N \leq 268 A$ .

Según el criterio de protección contra cortocircuitos, el interruptor debe cumplir dos condiciones.

La primera condición determina que la intensidad nominal debe ser menor o igual que la intensidad mínima de cortocircuito de la línea.

$$I_N \leq I_{ccmin} \quad (4.14)$$

$$I_{ccmin} = \frac{230}{Z_N + Z_F} = 225,49 \text{ A} \quad (4.15)$$

La segunda condición establece que el valor del poder de corte del interruptor debe ser igual o superior a la intensidad máxima de cortocircuito de la línea.

$$I_{ccmax} \leq PdC \quad (4.16)$$

$$I_{ccmax} = \frac{400}{\sqrt{3} * Z_F} = 888,23 \text{ A} \quad (4.17)$$

Se seleccionan tres interruptores magnetotérmicos, cada uno con intensidad nominal de 160 A. Sus características principales se exponen a continuación:

- Calibre ( $I_N$ ): 160 A
- Poder de corte ( $PdC$ ): 50 kA
- Número de polos: 4
- Curva C

- **Interruptor general diferencial**

El interruptor general diferencial protege contra contactos directos e indirectos y defectos de aislamiento. Se dispondrá un interruptor diferencial aguas arriba de los magnetotérmicos, en el tramo 2 del lado de alterna.

Se selecciona el calibre del interruptor estableciendo su intensidad nominal de valor superior o igual a la intensidad de línea del conductor, según la siguiente ecuación:

$$I_L \leq I_N \quad (4.18)$$

La corriente de línea en el tramo 2 tendrá un valor de 404,7 A, por lo que interruptor diferencial será de calibre mínimo 630 A. Sus características principales se exponen a continuación:

- Calibre ( $I_N$ ): 630 A
- Poder de corte ( $PdC$ ): 50 kA
- Sensibilidad: 300 mA
- Curva C

#### 4.10. Puesta a tierra

En la instalación del presente Proyecto, se realizarán las apropiadas conexiones de tierra diferenciando tres disposiciones.

En el lado de corriente continua, se conectarán los elementos metálicos de la instalación como los marcos de los módulos y las estructuras soporte con motivo de reducir el riesgo asociado a la acumulación de cargas estáticas. Con esta medida, se conseguirá limitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar las masas metálicas, permitir a los diferenciales la detección de corrientes de fuga y propiciar el paso a tierra de las corrientes de falta o descarga de origen atmosférico. La configuración eléctrica en este lado de la instalación será flotante, es decir, con los conductores positivos y negativos aislados de tierra, garantizando así la protección frente a contactos indirectos. El aislamiento de los conductores, cajas y conexiones será de clase II.

Entre la parte de continua y alterna, se dispondrá de una separación galvánica por medio del transformador que

llevan incorporados los inversores. Las masas metálicas del lado de alterna, como la carcasa de los inversores, se conectarán a la puesta a tierra del lado CC.

En el lado de corriente alterna, se habilitará una toma de tierra para asegurar el funcionamiento del interruptor diferencial.

#### 4.10.1. Cálculo de puesta a tierra lado CA

Al proteger la línea de CA con un diferencial con sensibilidad de 300 mA, se deberá asegurar que el valor de la resistencia de tierra sea inferior a 80 ohmios para que la tensión de contacto no supere los 24 V.

$$R_{T(I_d=300mA)} \leq \frac{V_c}{I_d} = 80 \Omega \quad (4.19)$$

Para calcular la resistencia de puesta a tierra que cumpla con este requisito, se realizan las siguientes hipótesis de partida:

- La resistividad del terreno tiene un valor aproximado de 500  $\Omega \cdot m$  (tabla 4 de la Guía-BT-18, de acuerdo con el REBT).
- El electrodo en la puesta a tierra estará formado por los siguientes elementos:
  - 1) Anillo enterrado formado por conductor de cobre desnudo de 35 mm<sup>2</sup> de sección y 40 m de longitud.

La resistencia de tierra del conductor de Cu, de acuerdo con la tabla 5 de la Guía-BT-18, será:

$$R_{cond} = \frac{2\rho}{L} = 25 \Omega \quad (4.20)$$

Siendo:

- $\rho$ : resistividad del terreno ( $\Omega \cdot m$ ).
  - $L$ : longitud del conductor (m).
- 2) Electrodo formado por ocho picas verticales de cobre de 14,2 mm de diámetro y 2 m de longitud.

La resistencia de tierra de las picas vertical, de acuerdo con la Tabla 5 de la Guía-BT-18, será:

$$R_{picas} = \frac{\rho}{L} = 31,25 \Omega \quad (4.21)$$

Siendo:

- $\rho$ : resistividad del terreno ( $\Omega \cdot m$ ).
- $L$ : longitud total de las picas (m).

Por tanto, la resistencia de puesta a tierra formada por el conductor de cobre desnudo y las picas verticales, cumpliendo con el valor máximo establecido por el REBT, será:

$$R_T = \frac{1}{\frac{1}{R_{cond}} + \frac{1}{R_{picas}}} = 13,89 \Omega \quad (4.22)$$

### 4.11. Análisis económico-financiero del sistema fotovoltaico

Se procede a realizar un estudio económico-financiero del sistema fotovoltaico con motivo de justificar la inversión y analizar los resultados económicos que se obtienen de la producción de energía.



La inversión para la ejecución de la instalación fotovoltaica del presente Proyecto asciende al valor de 291.550,08 €, detallados los costes en el documento adjunto *Mediciones y Presupuesto*.

Para poder proceder al estudio económico-financiero del Proyecto, se han realizado las siguientes hipótesis de partida:

- Se desarrolla el estudio para una vida útil de la instalación de 25 años, plazo que equivale al periodo de garantía que ofrece el fabricante de los módulos fotovoltaicos.
- El coste de la inversión se toma como gastos del año 0, suponiendo que el importe se desembolsa íntegramente y no se financia el pago.
- Se asume un IPC del 4% y una degradación anual de la instalación del 0,3%.
- Los gastos anuales corresponden a los costes de mantenimiento anuales de la instalación.
- Los ingresos anuales son la suma de los ahorros por autoconsumo y los ingresos debidos a la venta de energía excedentaria al mercado eléctrico, suponiendo un precio de venta de 0,055 €/kWh y aplicando el IVPEE del 7%.

DATOS FINANCIEROS PROYECTO					
AÑO	ENERGÍA (kWh)	GASTOS	INGRESOS	FLUJO DE CAJA ANUAL	FLUJO CAJA ACUMULADO
0	0	- 291.550,08 €	- €	- 291.550,08 €	- 291.550,08 €
1	982.074,97	- 2.066,69 €	23.732,63 €	21.665,94 €	- 269.884,15 €
2	979.128,75	- 2.149,36 €	24.607,89 €	22.458,53 €	- 247.425,61 €
3	976.191,36	- 2.235,33 €	25.515,43 €	23.280,10 €	- 224.145,52 €
4	973.262,79	- 2.324,74 €	26.456,43 €	24.131,69 €	- 200.013,83 €
5	970.343,00	- 2.417,73 €	27.432,15 €	25.014,41 €	- 174.999,41 €
6	967.431,97	- 2.514,44 €	28.443,85 €	25.929,40 €	- 149.070,01 €
7	964.529,67	- 2.615,02 €	29.492,85 €	26.877,83 €	- 122.192,18 €
8	961.636,08	- 2.719,62 €	30.580,55 €	27.860,93 €	- 94.331,25 €
9	958.751,18	- 2.828,41 €	31.708,36 €	28.879,96 €	- 65.451,29 €
10	955.874,92	- 2.941,54 €	32.877,77 €	29.936,22 €	- 35.515,07 €
11	953.007,30	- 3.059,20 €	34.090,30 €	31.031,09 €	- 4.483,97 €
12	950.148,27	- 3.181,57 €	35.347,55 €	32.165,98 €	27.682,01 €
13	947.297,83	- 3.308,83 €	36.651,17 €	33.342,33 €	61.024,34 €
14	944.455,94	- 3.441,19 €	38.002,86 €	34.561,67 €	95.586,01 €
15	941.622,57	- 3.578,83 €	39.404,41 €	35.825,57 €	131.411,58 €
16	938.797,70	- 3.721,99 €	40.857,64 €	37.135,65 €	168.547,23 €
17	935.981,31	- 3.870,87 €	42.364,47 €	38.493,60 €	207.040,84 €
18	933.173,36	- 4.025,70 €	43.926,87 €	39.901,17 €	246.942,00 €
19	930.373,84	- 4.186,73 €	45.546,89 €	41.360,16 €	288.302,17 €
20	927.582,72	- 4.354,20 €	47.226,66 €	42.872,46 €	331.174,63 €
21	924.799,97	- 4.528,37 €	48.968,38 €	44.440,02 €	375.614,65 €
22	922.025,57	- 4.709,50 €	50.774,34 €	46.064,83 €	421.679,48 €
23	919.259,50	- 4.897,88 €	52.646,90 €	47.749,01 €	469.428,50 €
24	916.501,72	- 5.093,80 €	54.588,51 €	49.494,71 €	518.923,21 €
25	913.752,21	- 5.297,55 €	56.601,74 €	51.304,19 €	570.227,40 €
<b>Totales</b>	23.688.004,51	- 377.619,18 €	947.846,58 €	570.227,40 €	
<b>VAN</b>				403.231,49 €	
<b>TIR</b>				9,75%	

Tabla 4-13. Estudio financiero de instalación fotovoltaica Almisur S.L.

En la Tabla 4-13 se detallan los resultados del estudio económico-financiero.

Se observa que los flujos de caja anuales son positivos desde el primer año. Los ingresos anuales por el ahorro en las facturas eléctricas debido a la energía autoconsumida y los beneficios de vender la energía excedentaria al mercado son muy superiores al gasto anual, dado que las instalaciones fotovoltaicas apenas precisan de mantenimiento. Por otro lado, la inversión se amortizará a partir del año 11, cuando el flujo de caja acumulado comienza a ser positivo.

Respecto a los parámetros financieros, se obtiene un valor actual neto de 403.231,49 €, con una tasa de actualización del 1,5%. La inversión entonces sería viable dado que el VAN es positivo y la ejecución del Proyecto produciría ganancias. La tasa interna de retorno (TIR) asciende a un 9,75%, lo que tendrá que compararse con la tasa de corte que establezca el inversor para determinar la viabilidad del Proyecto por este criterio.

Se representan gráficamente los valores del estudio realizado para poder observar el incremento de ingresos en el tiempo, así como la evolución del flujo de caja acumulado en el periodo establecido.

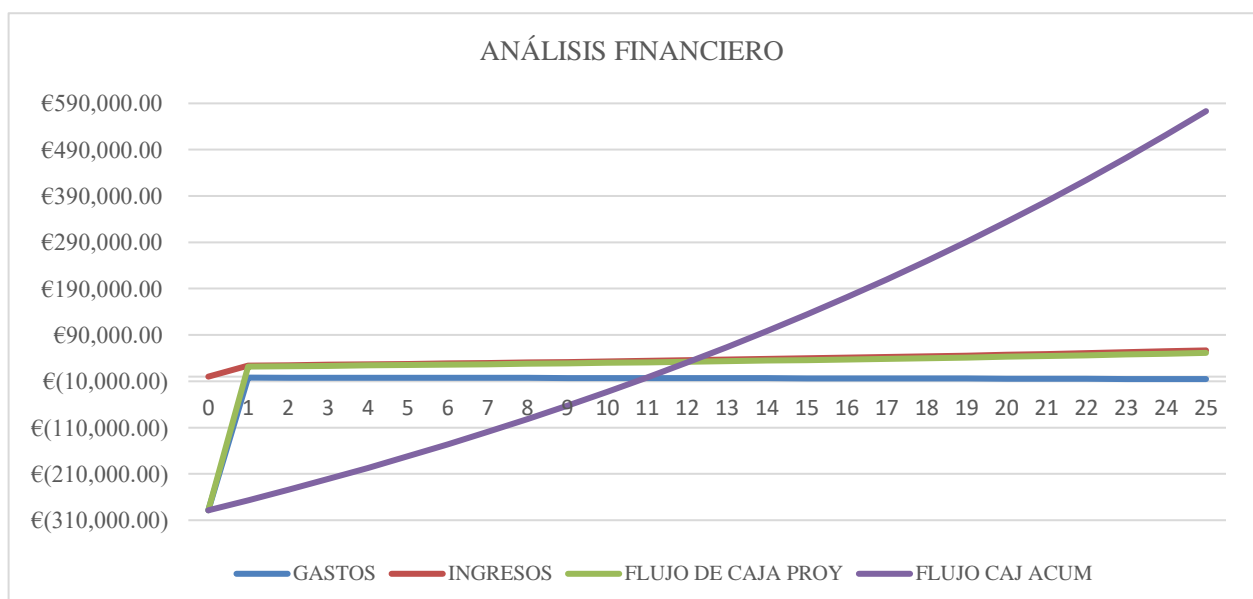


Figura 4-12. Gráfico del estudio financiero de la instalación fotovoltaica Almisur S.L.

#### 4.12. Justificación de la potencia pico del sistema fotovoltaico

Se pretende justificar el tamaño de la instalación fotovoltaica descrita en el presente Proyecto mediante la comparación de diversos parámetros en instalaciones de similares características pero diferentes potencias. Para ello, se asume que la ratio €/W<sub>p</sub> de la inversión es la misma para todas las simulaciones, teniendo esta relación un valor de 0,4315 €/W<sub>p</sub>.

El objetivo principal de la instalación fotovoltaica de autoconsumo es reducir el importe de las facturas eléctricas de la industria, maximizando el ahorro económico a la vez que se tiene en cuenta la rentabilidad de la inversión. Para alcanzar este objetivo, es primordial buscar la dimensión óptima de planta que permita autoconsumir la máxima cantidad de energía posible, minimizando el vertido de energía excedentaria.

En la Tabla 4-14, se observa que a mayor potencia pico instalada, mayor cobertura de energía permitirá la planta fotovoltaica pero mayores excedentes se verterán a red. Se admiten unos valores convenientes de excedentes generados entre un 20% y un 30% en una instalación de autoconsumo, por lo que en el presente Proyecto se determina un rango de potencias óptimas entre 400 y 700 W<sub>p</sub>.

Los ingresos producidos por el ahorro debido al autoconsumo de energía y a la venta de excedentes al mercado eléctrico aumentarán al generar mayor cantidad de energía, por lo que a mayor número de módulos instalados, mayores serán los ingresos a causa del incremento de producción.

Los parámetros financieros VAN y TIR aumentan también a mayor tamaño de planta, lo que indica que la ejecución del Proyecto será más rentable conforme más kW<sub>p</sub> se instalen. Sin embargo, la inversión también aumentará.

Se concluye que, dentro del rango de potencias establecido, será más favorable la instalación de mayor tamaño. Teniendo en cuenta una concepción modular acorde con la orientación óptima de la cubierta, evitando las posibles sombras y estudiando el espacio útil disponible así como la configuración más adecuada de *strings* e inversores para minimizar pérdidas, la potencia óptima para la instalación fotovoltaica de la nave industrial Almisur S.L. será 662,40 kW<sub>p</sub>.

TAMAÑO FV (kW)	COBERTURA	EXCEDENTES	TIR	VAN	INGRESOS	INVERSIÓN
200	12,00%	15,25%	6,30%	52.711,03 €	4.827,97 €	88.028,41 €
300	17,18%	19,07%	7,29%	106.654,65 €	8.065,98 €	132.042,61 €
400	22,28%	21,30%	7,82%	162.950,35 €	11.374,25 €	176.056,81 €
500	26,68%	24,60%	8,46%	235.954,64 €	15.181,58 €	220.071,02 €
600	30,21%	28,84%	9,24%	332.318,83 €	19.686,64 €	264.085,22 €
700	33,00%	33,39%	10,05%	449.382,17 €	24.809,97 €	308.099,43 €
800	35,23%	37,78%	10,81%	582.051,35 €	30.399,43 €	352.113,63 €
900	36,91%	42,05%	11,54%	730.457,62 €	36.458,93 €	396.127,83 €

Tabla 4-14. Comparación de valores energéticos y económicos en plantas de diferentes potencias.

# 5 PLAN DE GESTIÓN DE RESIDUOS

---

## 5.1. Introducción

En el Plan de Gestión de Residuos de Construcción y Demolición se detallan las medidas de prevención y el procedimiento de eliminación para una adecuada gestión de los residuos de construcción y demolición (RCDs), generados durante la ejecución de la obra del presente Proyecto de Instalación Fotovoltaica en Almisur S.L.

Tiene como objeto prevenir la generación de residuos y mitigar los efectos adversos sobre la salud humana y el medio ambiente, evitando la contaminación, fomentando la reutilización y el reciclado, y mejorando la eficiencia en el empleo de los recursos disponibles y el desarrollo de la actividad de construcción.

## 5.2. Legislación aplicable

Este Plan se rige conforme a lo establecido en la legislación vigente y, en concreto, cumple lo establecido en las siguientes normativas:

- Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición.
- Decreto 73/2012, de 22 de marzo, por el que se aprueba el Reglamento de Residuos de Andalucía.
- Ley 22/2011, de 28 de julio, de residuos y suelos contaminados.
- Orden MAM/304/2002, de 8 de febrero, por la que se publican las operaciones de valorización y eliminación de residuos y la lista europea de residuos.
- Ordenanzas municipales del Ayuntamiento de Córdoba.

## 5.3. Descripción de la obra

La obra de construcción del presente Proyecto consistirá en la instalación de una planta fotovoltaica en la cubierta de la nave industrial de la empresa Almisur S.L., sita Travesía Madrid N-IV, Alcolea, Córdoba.

Se dispondrá la estructura soporte en la cubierta de la nave, donde irán fijados los módulos fotovoltaicos. Se realizarán las conexiones eléctricas necesarias entre los módulos y desde estos hasta los inversores. Los inversores se colocarán en el interior de la nave junto al cuadro general de distribución, donde se conectarán eléctricamente con sus debidas protecciones.

## 5.4. Identificación de residuos generados

Según la Ley 22/2011, de 28 de julio, de residuos y suelos contaminados, se define “Residuo” como: cualquier sustancia u objeto que su poseedor deseché o tenga la intención o la obligación de desechar. En el caso del presente Proyecto, se refiere a los RCDs, aquellos residuos que conforme a esta definición se generan en una obra de construcción o demolición.

Los residuos de construcción y demolición se clasifican en dos niveles:

- RCD de nivel I: consisten en las tierras y materiales pétreos no contaminados procedentes de excavación. Son los residuos generados en la ejecución de obras de infraestructuras de ámbito local o supramunicipales contenidas en los planes de actuación urbanística o de carácter regional, siendo los excedentes de excavación de los movimientos de tierra generados.

- RCD de nivel II: residuos generados en actividades propias de los sectores de construcción, demolición, reparación domiciliaria e implantación de servicios (abastecimiento y saneamiento, telecomunicaciones, suministro eléctrico, gasificación y otros).

Se distinguen los siguientes tipos de RCDs en la ejecución de una obra:

- Tierras y materiales pétreos no contaminados: generados debido a los movimientos de tierra.
- RCD de naturaleza pétreo: hormigón, restos de áridos, cortes de ladrillo, restos de mortero, etc.
- RCD de naturaleza no pétreo: vidrio, plástico, metal, papel y cartón, restos de cartón-yeso, etc.
- Residuos peligrosos: cualquier materia que contenga elementos o sustancias que puedan representar un peligro para el medio ambiente, la salud humana o los recursos naturales.
- Otros residuos.

Los residuos de construcción y demolición generados en la ejecución del presente Proyecto serán de nivel II y de naturaleza pétreo y no pétreo. No se generarán tierras y materiales pétreos no contaminados, residuos peligrosos, ni otros residuos.

Se identifican los residuos generados en la Tabla 5-1, codificados de acuerdo con la Lista Europea de Residuos (LER) publicada por Orden MAM/304/2002, de 8 de febrero.

TIPO DE RESIDUO	CÓDIGO LER	GENERACIÓN
<b>RESIDUOS NO PELIGROSOS</b>		
Excedentes de excavación	170101	
Restos de hormigón	170101	
Papel y cartón	200101	X
Maderas	170201	X
Plásticos (envases y embalajes)	172003	X
Metales mezclados	170401/170402/170405/170407	X
Restos asimilables a urbanos	200301	
Restos asimilables a urbanos. Contenedor amarillo: metales y plásticos (si se segregan)	150102/150104/150105/150106	
Residuos vegetales (podas y talas)	200201	
Materiales cerámicos (aisladores)	170103	
Vidrios (aisladores)	170201	
Mezclas de hormigón, ladrillos, tejas, etc.	170107	
Materiales de construcción que contienen amianto (Uralita)	17605	
Tierras y piedras	170504	
Residuo de grava y rocas trituradas	10408	
Residuos de arena y arcilla	10409	
Ladrillos	170102	
RCDs mezclados	170904	
<b>RESIDUOS PELIGROSOS</b>		
Trapos impregnados	150202*	
Tierras contaminadas	170503*	
Aerosoles	160504*	
Envases que han contenido sustancias peligrosas	150110*/150111*	
Transformadores/Equipos con PCBs	160209*/160210*	
Equipos que han contenido aceite	160213*	
Aceites usados (hidráulicos)	1302_*	
Aceites usados sin PCBs (aislante)	130307*	

Aceites usados con PCBs	130301*	
Materiales de aislamiento que contiene amianto	170601*	
Baterías de Ni/cd	160602*	
Baterías de Plomo	160601*	
Fluorescentes/lámparas de vapor de Hg	200121*	
Mezclas de residuos municipales	200301*	
Mezclas bituminosas que contiene alquitrán de hulla	170301*	
Alquitrán de hulla y productos alquitranados	170303*	

(\*) Los residuos que contienen un (\*) se consideran residuos peligrosos de conformidad con la Directiva 91/689/CEE sobre residuos peligrosos.

Tabla 5-1. Residuos generados identificados con el código LER.

## 5.5. Estimación de la cantidad de residuos generados

Se estima la cantidad de los residuos que se generarán en la ejecución de la obra del presente Proyecto.

CÓDIGO LER	TIPO DE RESIDUO	PROCEDENCIA	CANTIDAD
200101	Papel y cartón	Embalajes	35 kg
170201	Maderas	Embalajes	120 kg
172003	Plásticos (envases y embalajes)	Embalajes	95 kg
170401/170402/170405/170407	Metales mezclados	Construcción	15 kg

Tabla 5-2. Estimación de la cantidad de residuos generados.

## 5.6. Medidas de prevención

Con el objetivo de reducir la generación de residuos y fomentar su reutilización y reciclado, se realiza una planificación del suministro y de los recursos necesarios para ejecutar la obra. Se citan, a continuación, las medidas de prevención de residuos a seguir:

- Planificación previa de la compra de recursos necesarios. En este sentido, es imprescindible calcular adecuadamente la cantidad de materiales requeridos para no generar sobrantes.
- Solicitud de materiales con envases retornables y/o a proveedores que recojan sus propios embalajes para su reutilización.
- Compra de materiales a granel o en gran escala con objeto de reducir los embalajes cuando sea posible.
- Recepción de los pedidos con la fecha más próxima a su instalación, con el fin de disminuir el periodo de almacenamiento para evitar roturas, deterioros y disminución de la calidad de la mercancía. En caso de no ser posible, almacenar los productos adecuadamente según sus características y las indicaciones del fabricante.
- Almacenar los dispositivos necesarios en sus embalajes originales hasta el momento de su uso.
- Utilizar los productos como adhesivos, sellantes, pinturas, disolventes, etc., de manera completa y con una adecuada gestión para no generar excesos.
- Manipulación de los materiales según los protocolos del fabricante, para evitar residuos generados por roturas o degradación de los productos debido a su mal uso.
- Evitar la exposición directa a lluvia, humedad e insolación intensa de los materiales que pueda conllevar deterioro o pérdida de calidad de estos, previniendo que puedan ser desechados.
- Realización de las operaciones de carga y descarga de material con precaución para evitar roturas.

- Almacenamiento de sustancias peligrosas como aceites, grasas, combustibles, etc., en zonas protegidas y en recipientes de contención para evitar derrames y generación de residuos peligrosos.
- En caso de extracción de tierras, almacenarlas de forma aislada, evitando el paso cercano de maquinaria o zonas próximas de almacenamiento de productos líquidos o residuos peligrosos que puedan contaminar las tierras a consecuencia de un vertido accidental.
- Al retirar la capa de tierra vegetal, almacenarla aislada de otras tierras excavadas, con objeto de reutilizarla en las labores de restauración o en terrenos agrícolas si existiese una cantidad sobrante.
- Fomentar la utilización de las tierras excavadas como material de relleno o para el acondicionamiento de la superficie terrestre.

Para poder seguir todas las medidas de prevención citadas, el personal de la obra deberá poseer la formación suficiente sobre gestión de residuos de construcción y demolición, en los relativo a los aspectos medioambientales y legislativos de la gestión.

## 5.7. Operaciones de valoración y eliminación

Según lo establecido en el Real Decreto 105/2008, artículo 5, los residuos de construcción y demolición deberán separarse en las siguientes fracciones cuando, de forma individualizada para cada una de dichas fracciones, la cantidad prevista de generación para el total de la obra supere las siguientes cantidades:

TIPO DE RESIDUO	CANTIDAD
Hormigón	80 t
Ladrillos, tejas, cerámicos	40 t
Metales	2 t
Madera	1 t
Vidrio	1 t
Plásticos	0,5 t
Papel y cartón	0,5 t

Tabla 5-3. Cantidad de residuo generado para su separación reglamentaria.

En la obra del presente Proyecto, la previsión de residuos no supera las cantidades descritas en la Tabla 5-3, por lo que no será obligatorio la separación en las fracciones citadas. Sin embargo, se deberán enviar los residuos a puntos de reciclaje de materiales y puntos limpios, donde se garantice una adecuada gestión de estos.

Por ende, las medidas de eliminación de residuos consistirán en un recogida y posterior transporte hasta un punto o vertedero autorizado.

## 5.8. Medidas de gestión de residuos

Puesto que no hay previsión de reutilización de los residuos en la misma obra o emplazamientos externos, su gestión simplemente consistirá en el almacenamiento en obra y el posterior transporte a un punto de reciclaje o vertedero autorizado.

Para la supervisión y el seguimiento en la obra de los residuos generados, se adoptarán las siguientes medidas:

- Almacenamiento en la obra de los residuos generados en óptimas condiciones de orden y limpieza.
- Dotar a personal cualificado que realice las labores de control, vigilancia y separación de los residuos en la obra. Estas personas deberán recibir la correspondiente formación para ejercer su labor.
- Concienciación a todo el personal de obra de sus obligaciones y funciones en la correcta gestión de los

residuos.

- Control del movimiento de los residuos mediante el registro con un albarán de entrega al punto de destino. Este albarán deberá indicar el tipo de residuo, la cantidad y el destino final de los mismos.
- Contratación de gestores de residuos y transportistas autorizados.

### 5.9. Coste previsto para la gestión de RCDs

Se valora el coste previsto para la gestión de los residuos de construcción y demolición que se generarán en la obra del presente Proyecto, formando este coste parte del presupuesto total del Proyecto. Se estima el coste según las cantidades de materiales previstas.

TIPO DE RESIDUO	CANTIDAD ESTIMADA	PRECIO DE GESTIÓN EN VERTEDERO	IMPORTE
Papel y cartón	35 kg	2,00 €/kg	70,00 €
Maderas	120 kg	0,20 €/kg	24,00 €
Plásticos (envases y embalajes)	95 kg	0,20 €/kg	19,00 €
Metales mezclados	15 kg	1,00 €/kg	15,00 €
<b>TOTAL</b>			<b>128,00 €</b>

Tabla 5-4. Coste previsto para la gestión de RCDs.





# 6 MEDICIONES Y PRESUPUESTO

En el presente documento se muestran las mediciones y el presupuesto de la Instalación Fotovoltaica de Autoconsumo de la Industria Almisur S.L.

Se detallan las siguientes partidas y se presupuesta el coste de ejecución material del Proyecto con el programa Arquímedes.

Proyecto: INSTALACIÓN FV ALMISUR SL

Capítulo	Importe
1 PLANTA FV .....	238.224,79
2 INVERSORES .....	21.630,33
3 INSTALACIÓN ELÉCTRICA ASOCIADA .....	24.967,00
4 PUESTA EN MARCHA Y LEGALIZACIÓN .....	1.661,70
5 MEDIOS DE ELEVACIÓN Y GRÚA .....	1.968,02
6 PLAN DE GESTIÓN DE RESIDUOS .....	131,84
7 SEGURIDAD Y SALUD .....	2.966,40
<b>Presupuesto de ejecución material</b>	<b>291.550,08</b>

Asciende el presupuesto de ejecución material a la expresada cantidad de DOSCIENTOS NOVENTA Y UN MIL QUINIENTOS CINCUENTA EUROS CON OCHO CÉNTIMOS.

A continuación, se expone el presupuesto detallado de cada partida con su descripción.

Nº	Designación	Importe		
		Parcial (Euros)	Total (Euros)	
1.1	<b>1 PLANTA FV</b>			
	Ud Suministro y montaje de módulo fotovoltaico monocristalino de 460Wp, modelo LR4-72HPH 460M del fabricante LONGI. Se incluye en el precio todo material y accesorios necesarios para su correcta instalación y funcionamiento.			
	(Mano de obra)			
	Ayudante de oficial 1.440,000 h 18,900	27.216,00		
	Oficial de 1ª Instalador 1.080,000 h 19,850	21.438,00		
	(Materiales)			
	Módulo fotovoltaico 460 Wp 1.440,000 Ud 105,800	152.352,00		
	3% Costes indirectos	6.030,18		
			207.036,18	
1.2	Ud Suministro y montaje de estructura soporte para módulos fotovoltaicos sobre cubierta de nave industrial Almisur SL. Montaje coplanar sobre panel sandwich. Válido para todos los tamaños de módulos y espesor entre 30 y 45 mm. Se incluye en el precio todo material y accesorios necesarios para su correcta instalación y funcionamiento.			
	(Mano de obra)			
	Ayudante de oficial 360,000 h 18,900	6.804,00		
		Oficial de 1ª Instalador 360,000 h 19,850	7.146,00	
		(Materiales)		
		Estructura SUNFER KHB915-02 20,000 Ud 26,000	520,00	
		Estructura SUNFER KHB915-03 4,000 Ud 34,000	136,00	
		Estructura SUNFER KHB915-05 4,000 Ud 49,500	198,00	
		Estructura SUNFER KHB915-06 14,000 Ud 57,300	802,20	
		Estructura SUNFER KHE915-03 2,000 Ud 45,000	90,00	
		Estructura SUNFER KHE915-04 1,000 Ud 51,000	51,00	
		Estructura SUNFER KHE915-06 15,000 Ud 71,000	1.065,00	
		Estructura SUNFER KHE915-08 148,000 Ud 91,000	13.468,00	
	3% Costes indirectos	908,41		
			31.188,61	
2.1	<b>2 INVERSORES</b>			
	Ud Suministro y montaje de inversor de conexión a red trifásico, modelo SUN2000-185KTL del fabricante HUAWEI. 185 kW de potencia nominal y 185 kVA de potencia aparente. Se incluye en el precio todo material y accesorios necesarios para su correcta instalación y funcionamiento.			
	(Mano de obra)			
	Ayudante de oficial 6,000 h 18,900	113,40		
		Oficial de 1ª Instalador 6,000 h 19,850	119,10	
	(Materiales)			
	Inversor SUN200-185KTL 3,000 Ud 6.659,000	19.977,00		
	3% Costes indirectos	606,29		
			20.815,79	
2.2	Ud Suministro y montaje del sistema de monitorización de producción FV Smartlogger 3000A de HUAWEI. Compatible con inversor SUN2000-185KTL. COnexión hasta 80 inversores. El precio de la partida incluye todo pequeño material y accesorios necesarios para su correcta instalación y puesta en funcionamiento.			
	(Mano de obra)			
	Ayudante de oficial 0,500 h 18,900	9,45		
		Oficial de 1ª Instalador 0,500 h 19,850	9,93	
		(Materiales)		
	Smart Logger 3000A 1,000 Ud 431,500	431,50		
	3% Costes indirectos	13,53		
			464,41	

Nº	Designación	Importe	
		Parcial (Euros)	Total (Euros)
2.3	Ud Suministro y montaje de JANITZA UMG103-CBM, medidor de potencia universal trifásico. Medición de tensión e intensidad. El precio de la partida incluye todo pequeño material y accesorios necesarios para su correcta instalación y puesta en funcionamiento. (Mano de obra) Ayudante de oficial 0,500 h 18,900 9,45 Oficial de 1ª Instalador 0,500 h 19,850 9,93 (Materiales) JANITZA UMG103-CBM 1,000 Ud 320,550 320,55 3% Costes indirectos 10,20		
			350,13
<b>3 INSTALACIÓN ELÉCTRICA ASOCIADA</b>			
3.1	Ud Suministro y montaje de conductor unipolar de Cu tipo H1Z2Z2-K 0,6/1kV especial para instalaciones fotovoltaicas, no propagador de la llama ni del incendio, con baja emisión de humos opacos y baja corrosividad. Sección 4 mm2 Y 6 mm2. El precio de la partida incluye el suministro y montaje en bandeja tipo REJIBAND necesaria así como todo pequeño material y accesorios necesarios para su correcta instalación y puesta en funcionamiento. (Materiales) CONECTOR CC 4 mm2 TIPO H1Z2Z2-K 0,6/1kV 7.663,000 m 0,540 4.138,02 CONECTOR CC 6 mm2 TIPO H1Z2Z2-K 0,6/1kV 11.897,000 m 0,980 11.659,06 3% Costes indirectos 473,91		
			16.270,99
3.2	Ud Suministro y montaje de circuito de alimentación unipolar de Cu tipo RZ1 - K 0,6/1kV con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de poliolefina de color verde, para una temperatura nominal máxima de 90°C, libre de halógenos y no propagador de la llama ni del incendio, con baja emisión de humos opacos y baja corrosividad. El precio de la partida incluye el suministro y montaje en bandeja tipo REJIBAND necesaria así como todo pequeño material y accesorios necesarios para su correcta instalación y puesta en funcionamiento. (Materiales) CONECTOR CA 240mm2 TIPO RZ1 - K 0,6/1kV 36,000 m 45,860 1.650,96 CONECTOR CA 70mm2 TIPO RZ1 - K 0,6/1kV 24,300 m 14,130 343,36 3% Costes indirectos 59,83		
			2.054,15
3.3	Ud Suministro y montaje de nuevo cuadro eléctrico de protecciones de instalación fotovoltaica, según esquemas unifilares adjuntos y en cumplimiento del REBT vigente. El precio incluye la instalación del cuadro, con todas las protecciones descritas en la memoria y demás elementos necesarios para su correcta instalación y legalización. (Materiales) CUADRO ELÉCTRICO DE PROTECCIONES FV 1,000 Ud 1.468,090 1.468,09 3% Costes indirectos 44,04		
			1.512,13
3.4	Ud Suministro y montaje de bandeja portable de rejilla REJIBAND con borde de seguridad para soporte y conducción de cables. Indicada para instalaciones exteriores e industriales y de dimensiones suficientes para albergar los cables que canaliza. Se incluye en el precio todo pequeño material y accesorios necesarios para su correcta instalación. (Materiales) BANDEJA REJILLA REJIBAND 100X100 6,000 Ud 27,640 165,84 BANDEJA REJILLA REJIBAND 150X300 104,000 Ud 43,180 4.490,72 3% Costes indirectos 139,70		
			4.796,26
3.5	Ud Suministro y montaje de electrodos de puesta a tierra necesarios para la instalación fotovoltaica. El precio de la partida incluye todo pequeño material y accesorios necesarios para su correcta instalación. (Materiales) CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA DESNUDO Cu 35 ... 48,000 m 5,330 255,84 PICA VERTICAL DE COBRE PARA PUESTA A TIERRA 8,000 Ud 8,490 67,92 3% Costes indirectos 9,71		
			333,47
<b>4 PUESTA EN MARCHA Y LEGALIZACIÓN</b>			

Nº	Designación	Importe	
		Parcial (Euros)	Total (Euros)
4.1	Ud Puesta en marcha y legalización de la instalación fotovoltaica en la cubierta de la nave industrial Almisur SL realizado por instaladores autorizados. Se incluye en el precio todos los costes de la tramitación administrativa correspondiente.  (Mano de obra) Ayudante de oficial 5,000 h 18,900 Ingeniero Técnico 16,000 h 85,000 Oficial de 1ª Instalador 8,000 h 19,850 3% Costes indirectos 48,40	94,50 1.360,00 158,80 48,40	
			1.661,70
5.1	<b>5 MEDIOS DE ELEVACIÓN Y GRÚA</b> Ud Suministro de grúa autopropulsada de brazo telescópico. El precio incluye la gestión de trámites con Ayuntamiento, seguro de responsabilidad civil y desplazamiento hasta obra.  (Mano de obra) Oficial 1ª Conductor grúa 22,000 h 19,850 (Maquinaria) Grúa autopropulsada de brazo telescópico 22,000 h 67,000 3% Costes indirectos 57,32	436,70 1.474,00 57,32	
			1.968,02
6.1	<b>6 PLAN DE GESTIÓN DE RESIDUOS</b> Ud Coste previsto para la gestión de los residuos de construcción y demolición que se generarán en la ejecución de la instalación fotovoltaica. Se estima el precio según el tipo de residuo y la cantidad prevista. Desglose en la memoria del Proyecto.  (Medios auxiliares) PLAN DE GESTIÓN DE RESIDUOS 1,000 Ud 128,000 3% Costes indirectos 3,84	128,00 3,84	
			131,84
7.1	<b>7 SEGURIDAD Y SALUD</b> Ud Coste previsto para cumplir con todas las condiciones técnicas de seguridad y salud en la ejecución de la instalación fotovoltaica. Se destina el coste a medios de protección individuales y colectivos, maquinaria, servicios de higiene y bienestar y cualquier condición necesaria para la seguridad del trabajador en obra. Se estima un coste aproximado del 1% del presupuesto total del Proyecto.  (Medios auxiliares) SEGURIDAD Y SALUD EN OBRA 1,000 Ud 2.880,000 3% Costes indirectos 86,40	2.880,00 86,40	
			2.966,40

Se justifican los precios de cada subcapítulo del presupuesto, definiendo los diferentes elementos y sus respectivos importes.

Núm.	Código	Ud	Descripción	Total
1	BR_RJB	Ud	Suministro y montaje de bandeja portable de rejilla REJIBAND con borde de seguridad para soporte y conducción de cables. Indicada para instalaciones exteriores e industriales y de dimensiones suficientes para albergar los cables que canaliza. Se incluye en el precio todo pequeño material y accesorios necesarios para su correcta instalación.	
	RJB_150x300	104,000 Ud	BANDEJA REJILLA REJIBAND 150X300	43,180
	RJB_100x100	6,000 Ud	BANDEJA REJILLA REJIBAND 100X100	27,640
		3,000 %	Costes indirectos	4.656,560
			Total por Ud .....	4.796,26
			Son CUATRO MIL SETECIENTOS NOVENTA Y SEIS EUROS CON VEINTISEIS CÉNTIMOS por Ud.	
2	CBLE_CA	Ud	Suministro y montaje de circuito de alimentación unipolar de Cu tipo RZ1 - K 0,6/1kV con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de poliolefina de color verde, para una temperatura nominal máxima de 90°C, libre de halógenos y no propagador de la llama ni del incendio, con baja emisión de humos opacos y baja corrosividad. El precio de la partida incluye el suministro y montaje en bandeja tipo REJIBAND necesaria así como todo pequeño material y accesorios necesarios para su correcta instalación y puesta en funcionamiento.	
	CBLE_CA70	24,300 m	CONECTOR CA 70mm2 TIPO RZ1 - K 0,6/1kV	14,130
	CBLE_CA240	36,000 m	CONECTOR CA 240mm2 TIPO RZ1 - K 0,6/1kV	45,860
		3,000 %	Costes indirectos	1.994,320
			Total por Ud .....	2.054,15
			Son DOS MIL CINCUENTA Y CUATRO EUROS CON QUINCE CÉNTIMOS por Ud.	
3	CBLE_CC	Ud	Suministro y montaje de conductor unipolar de Cu tipo H12222-K 0,6/1kV especial para instalaciones fotovoltaicas, no propagador de la llama ni del incendio, con baja emisión de humos opacos y baja corrosividad. Sección 4 mm2 Y 6 mm2. El precio de la partida incluye el suministro y montaje en bandeja tipo REJIBAND necesaria así como todo pequeño material y accesorios necesarios para su correcta instalación y puesta en funcionamiento.	
	CBLE_CC4	7.663,000 m	CONECTOR CC 4 mm2 TIPO H12222-K 0,6/1kV	0,540
	CBLE_CC6	11.897,000 m	CONECTOR CC 6 mm2 TIPO H12222-K 0,6/1kV	0,980
		3,000 %	Costes indirectos	15.797,080
			Total por Ud .....	16.270,99
			Son DIECISEIS MIL DOSCIENTOS SETENTA EUROS CON NOVENTA Y NUEVE CÉNTIMOS por Ud.	



Núm.	Código	Ud	Descripción		Total
4	CP	Ud	Suministro y montaje de nuevo cuadro eléctrico de protecciones de instalación fotovoltaica, según esquemas unifilares adjuntos y en cumplimiento del REBT vigente. El precio incluye la instalación del cuadro, con todas las protecciones descritas en la memoria y demás elementos necesarios para su correcta instalación y legalización.		
	CP_FV	1,000 Ud	CUADRO ELÉCTRICO DE PROTECCIONES FV	1.468,090	1.468,09
		3,000 €	Costes indirectos	1.468,090	44,040
			Total por Ud .....		1.512,13
			Son MIL QUINIENTOS DOCE EUROS CON TRECE CÉNTIMOS por Ud.		
5	ESTRFV	Ud	Suministro y montaje de estructura soporte para módulos fotovoltaicos sobre cubierta de nave industrial Almisur SL. Montaje coplanar sobre panel sandwich. Válido para todos los tamaños de módulos y espesor entre 30 y 45 mm. Se incluye en el precio todo material y accesorios necesarios para su correcta instalación y funcionamiento.		
	KHB915-02	20,000 Ud	Estructura SUNFER KHB915-02	26,000	520,00
	KHB915-03	4,000 Ud	Estructura SUNFER KHB915-03	34,000	136,00
	KHB915-05	4,000 Ud	Estructura SUNFER KHB915-05	49,500	198,00
	KHB915-06	14,000 Ud	Estructura SUNFER KHB915-06	57,300	802,20
	KHE915-03	2,000 Ud	Estructura SUNFER KHE915-03	45,000	90,00
	KHE915-04	1,000 Ud	Estructura SUNFER KHE915-04	51,000	51,00
	KHE915-06	15,000 Ud	Estructura SUNFER KHE915-06	71,000	1.065,00
	KHE915-08	148,000 Ud	Estructura SUNFER KHE915-08	91,000	13.468,00
	OF1	360,000 h	Oficial de 1ª Instalador	19,850	7.146,00
	AOF	360,000 h	Ayudante de oficial	18,900	6.804,00
		3,000 €	Costes indirectos	30.280,200	908,410
			Total por Ud .....		31.188,61
			Son TREINTA Y UN MIL CIENTO OCHENTA Y OCHO EUROS CON SESENTA Y UN CÉNTIMOS por Ud.		
6	GRUA	Ud	Suministro de grúa autopropulsada de brazo telescópico. El precio incluye la gestión de trámites con Ayuntamiento, seguro de responsabilidad civil y desplazamiento hasta obra.		
	GRUABRZ	22,000 h	Grúa autopropulsada de brazo telescópico	67,000	1.474,00
	COND	22,000 h	Oficial 1ª Conductor grúa	19,850	436,70
		3,000 €	Costes indirectos	1.910,700	57,320
			Total por Ud .....		1.968,02
			Son MIL NOVECIENTOS SESENTA Y OCHO EUROS CON DOS CÉNTIMOS por Ud.		
7	INV	Ud	Suministro y montaje de inversor de conexión a red trifásico, modelo SUN2000-185KTL del fabricante HUAWEI. 185 kW de potencia nominal y 185 kVA de potencia aparente. Se incluye en el precio todo material y accesorios necesarios para su correcta instalación y funcionamiento.		
	SUN200-185KTL	3,000 Ud	Inversor SUN200-185KTL	6.659,000	19.977,00
	OF1	6,000 h	Oficial de 1ª Instalador	19,850	119,10
	AOF	6,000 h	Ayudante de oficial	18,900	113,40
		3,000 €	Costes indirectos	20.209,500	606,290
			Total por Ud .....		20.815,79
			Son VEINTE MIL OCHOCIENTOS QUINCE EUROS CON SETENTA Y NUEVE CÉNTIMOS por Ud.		

Núm.	Código	Ud	Descripción	Total
8	MEDPOT	Ud	Suministro y montaje de JANITZA UMG103-CBM, medidor de potencia universal trifásico. Medición de tensión e intensidad. El precio de la partida incluye todo pequeño material y accesorios necesarios para su correcta instalación y puesta en funcionamiento.	
	JANT103	1,000 Ud	JANITZA UMG103-CBM	320,550
	OF1	0,500 h	Oficial de 1ª Instalador	19,850
	AOF	0,500 h	Ayudante de oficial	18,900
		3,000 €	Costes indirectos	339,930
			Total por Ud .....	350,13
			Son TRESCIENTOS CINCUENTA EUROS CON TRECE CÉNTIMOS por Ud.	
9	MODEV	Ud	Suministro y montaje de módulo fotovoltaico monocristalino de 460Wp, modelo LR4-72HPH 460M del fabricante LONGI. Se incluye en el precio todo material y accesorios necesarios para su correcta instalación y funcionamiento.	
	MODEV460Wp	1.440,000 Ud	Módulo fotovoltaico 460 Wp	105,800
	OF1	1.080,000 h	Oficial de 1ª Instalador	19,850
	AOF	1.440,000 h	Ayudante de oficial	18,900
		3,000 €	Costes indirectos	201.006,000
			Total por Ud .....	207.036,18
			Son DOSCIENTOS SIETE MIL TREINTA Y SEIS EUROS CON DIECIOCHO CÉNTIMOS por Ud.	
10	MONIT	Ud	Suministro y montaje del sistema de monitorización de producción FV Smartlogger 3000A de HUAWEI. Compatible con inversor SUN2000-185KTL. Conexión hasta 80 inversores. El precio de la partida incluye todo pequeño material y accesorios necesarios para su correcta instalación y puesta en funcionamiento.	
	SM3000A	1,000 Ud	Smart Logger 3000A	431,500
	OF1	0,500 h	Oficial de 1ª Instalador	19,850
	AOF	0,500 h	Ayudante de oficial	18,900
		3,000 €	Costes indirectos	450,850
			Total por Ud .....	464,41
			Son CUATROCIENTOS SESENTA Y CUATRO EUROS CON CUARENTA Y UN CÉNTIMOS por Ud.	
11	PGR	Ud	Coste previsto para la gestión de los residuos de construcción y demolición que se generarán en la ejecución de la instalación fotovoltaica. Se estima el precio según el tipo de residuo y la cantidad prevista. Desglose en la memoria del Proyecto.	
		3,000 €	Sin descomposición	128,000
			Costes indirectos	3,840
			Total por Ud .....	131,84
			Son CIENTO TREINTA Y UN EUROS CON OCHENTA Y CUATRO CÉNTIMOS por Ud.	



Núm.	Código	Ud	Descripción		Total
12	PMyL	Ud	Puesta en marcha y legalización de la instalación fotovoltaica en la cubierta de la nave industrial Almisur SL realizado por instaladores autorizados. Se incluye en el precio todos los costes de la tramitación administrativa correspondiente.		
	OF1	8,000 h	Oficial de 1ª Instalador	19,850	158,80
	AOF	5,000 h	Ayudante de oficial	18,900	94,50
	INGTEC	16,000 h	Ingeniero Técnico	85,000	1.360,00
		3,000 %	Costes indirectos	1.613,300	48,400
			Total por Ud .....		1.661,70
			Son MIL SEISCIENTOS SESENTA Y UN EUROS CON SETENTA CÉNTIMOS por Ud.		
13	PT	Ud	Suministro y montaje de electrodos de puesta a tierra necesarios para la instalación fotovoltaica. El precio de la partida incluye todo pequeño material y accesorios necesarios para su correcta instalación.		
	CBLE_IT35	48,000 m	CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA DESNUDO Cu 35 mm2	5,330	255,84
	PV_IT	8,000 Ud	PICA VERTICAL DE COBRE PARA PUESTA A TIERRA	8,490	67,92
		3,000 %	Costes indirectos	323,760	9,710
			Total por Ud .....		333,47
			Son TRESCIENTOS TREINTA Y TRES EUROS CON CUARENTA Y SIETE CÉNTIMOS por Ud.		
14	SyS	Ud	Coste previsto para cumplir con todas las condiciones técnicas de seguridad y salud en la ejecución de la instalación fotovoltaica. Se destina el coste a medios de protección individuales y colectivos, maquinaria, servicios de higiene y bienestar y cualquier condición necesaria para la seguridad del trabajador en obra. Se estima un coste aproximado del 1% del presupuesto total del Proyecto.		
			Sin descomposición		2.880,000
		3,000 %	Costes indirectos	2.880,000	86,400
			Total por Ud .....		2.966,40
			Son DOS MIL NOVECIENTOS SESENTA Y SEIS EUROS CON CUARENTA CÉNTIMOS por Ud.		

# 7 PLANOS

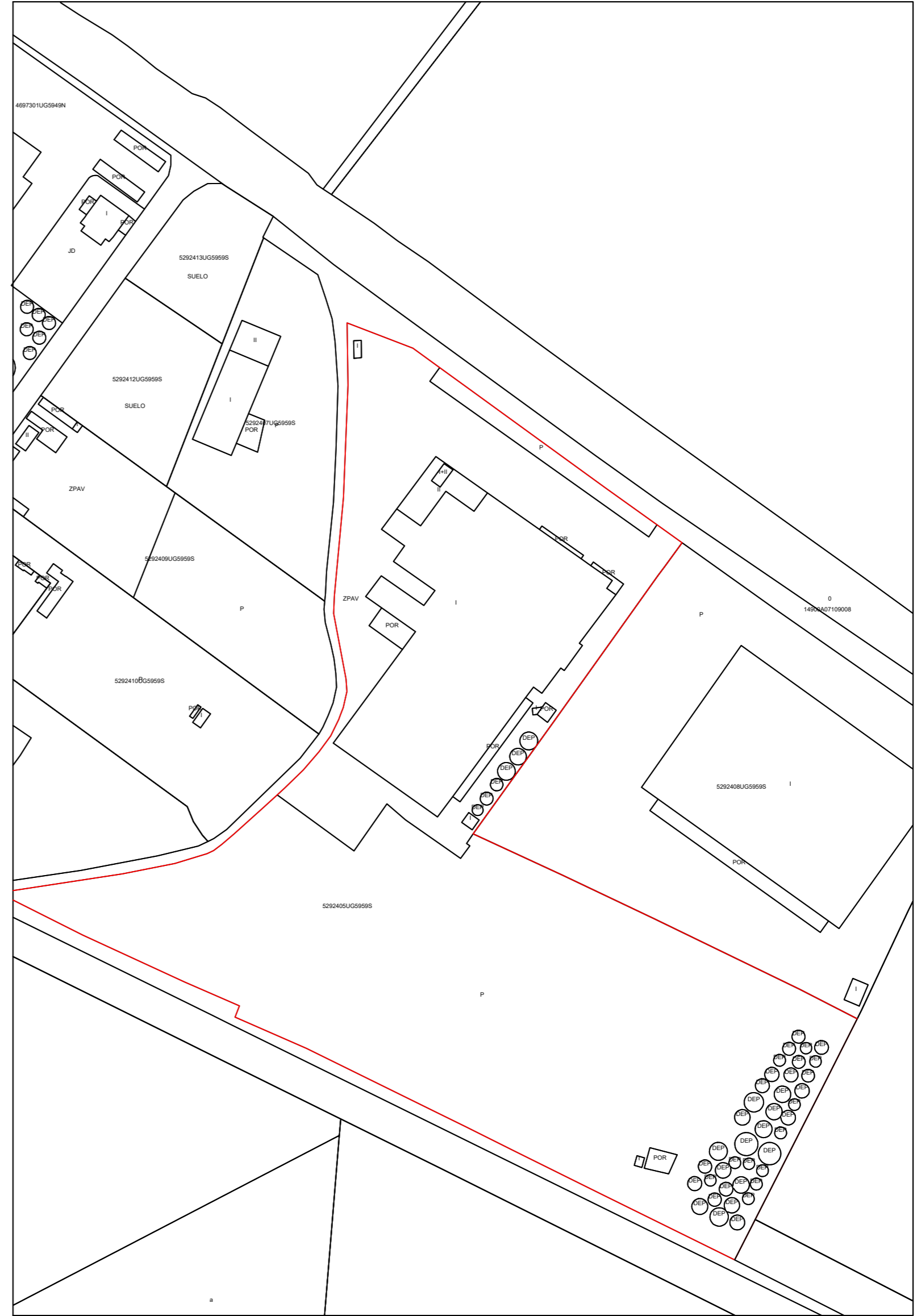
---

## ÍNDICE

- Plano 01. Situación y emplazamiento.
- Plano 02. Superficies e implantación de módulos FV.
- Plano 03. Distribución *strings* módulos FV en cubierta.
- Plano 04. Conexiones y *strings* de los inversores de la instalación.
- Plano 05. Esquema eléctrico unifilar.
- Plano 06. Detalles módulos FV y anclaje a cubierta.

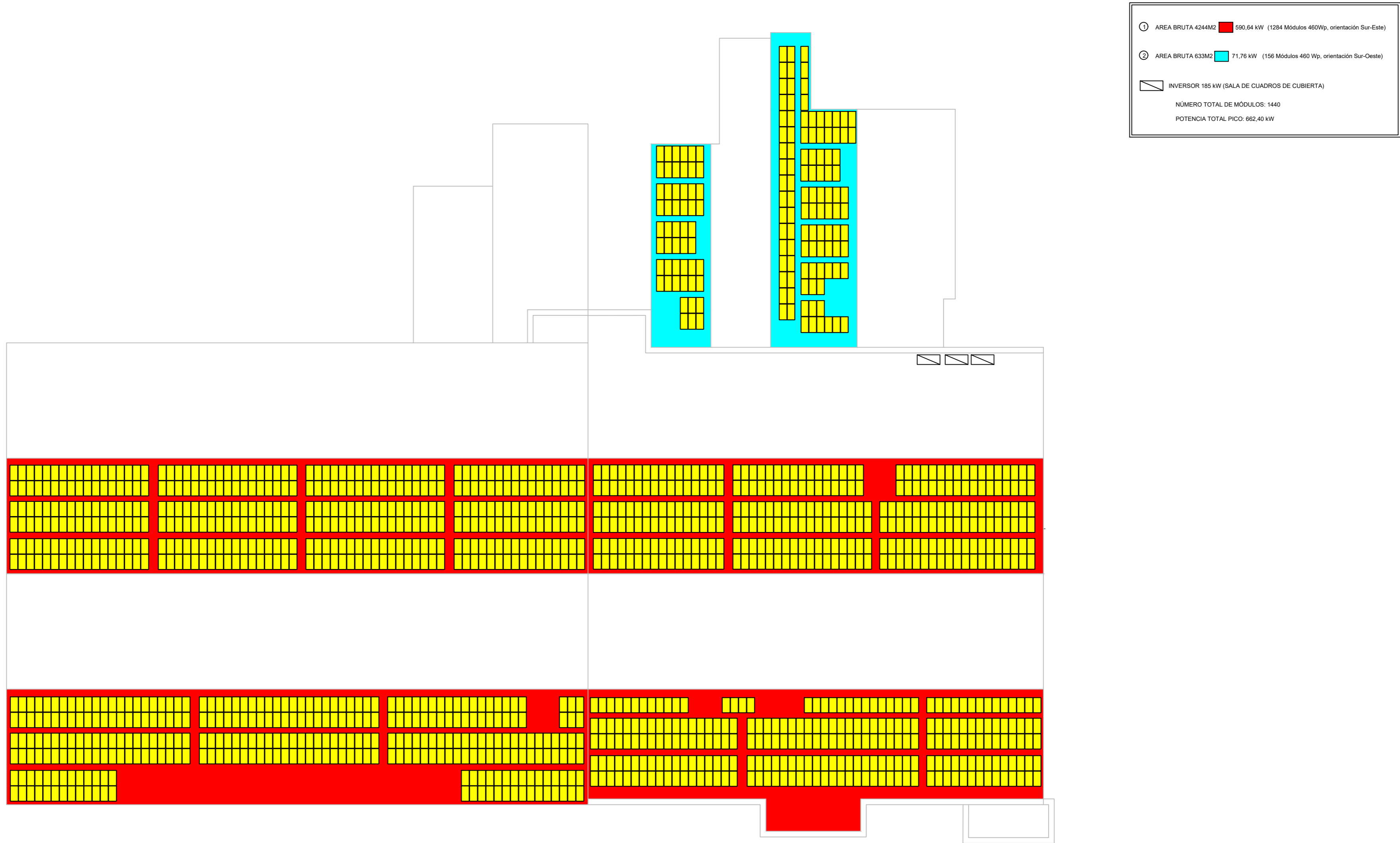


SITUACIÓN

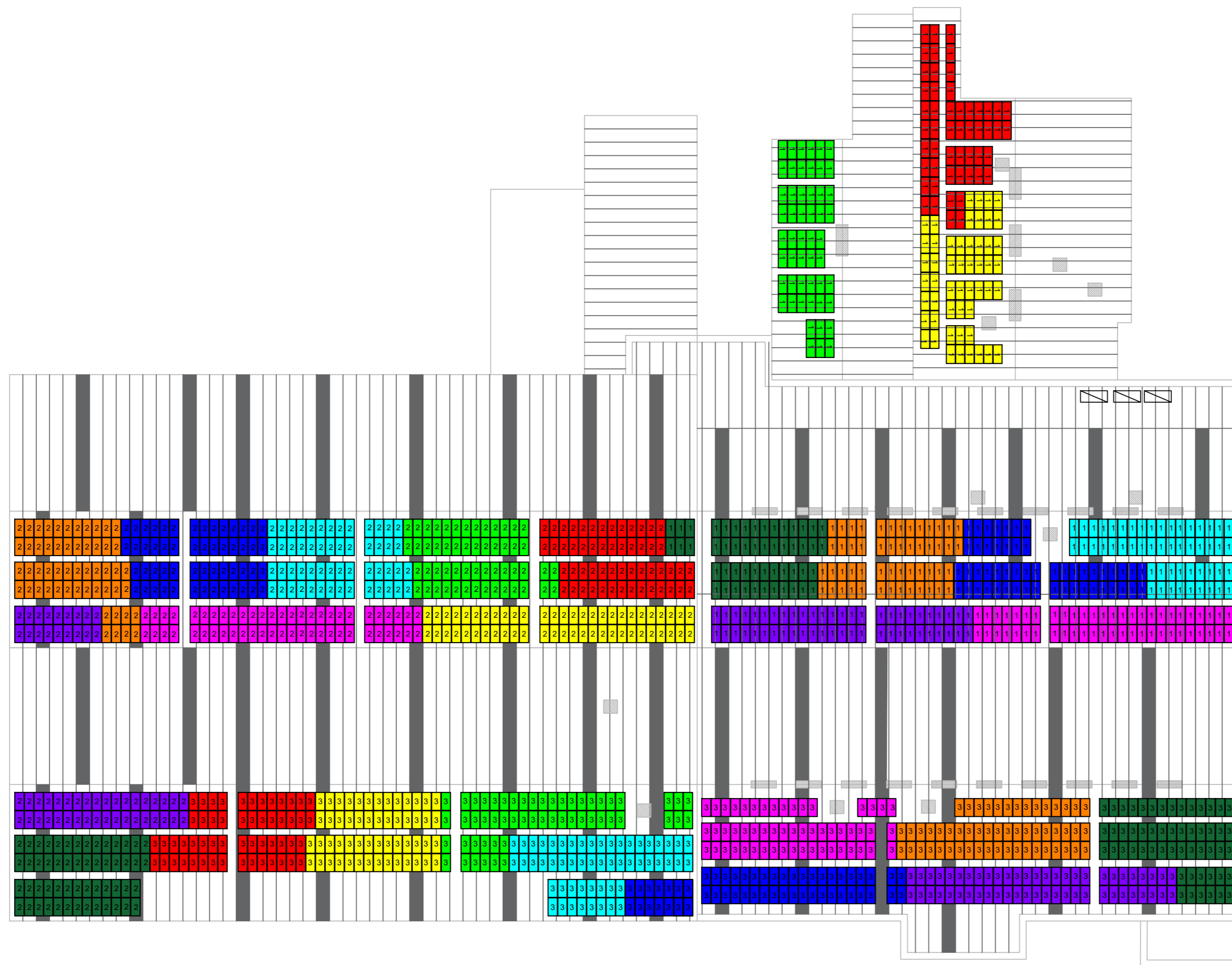




EMPLAZAMIENTO

PLANO	<b>INSTALACIÓN FV EN CUBIERTA NAVE INDUSTRIAL ALMISUR S.L.</b>	
01	 <b>Escuela Técnica Superior de INGENIERÍA DE SEVILLA</b>	UNIVERSIDAD DE SEVILLA ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA
		AUTORA: MARÍA LUISA GONZÁLEZ BERNABÉ
JUN/21	SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO	ESCALA S/E

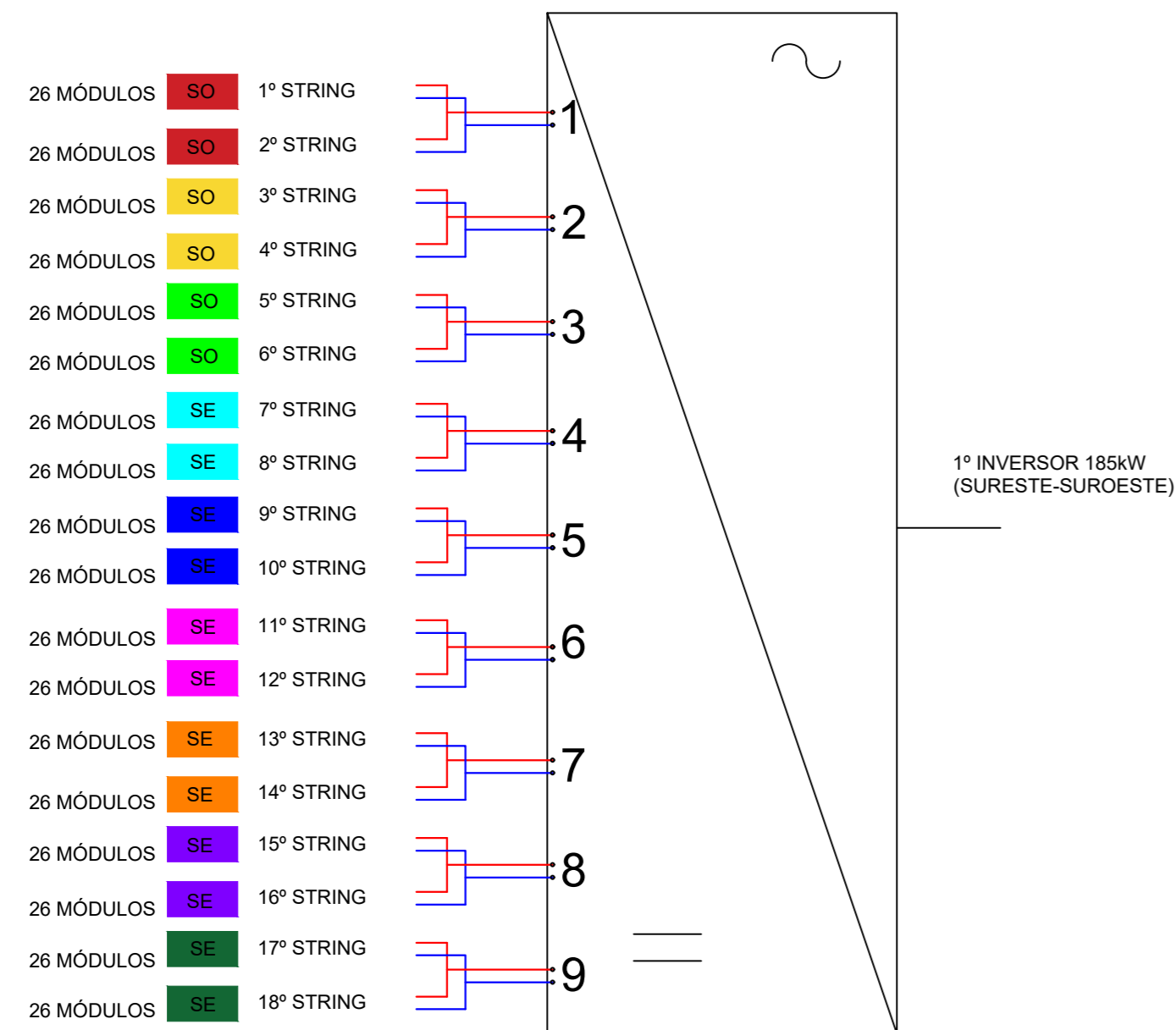


PLANO	<b>INSTALACIÓN FV EN CUBIERTA NAVE INDUSTRIAL ALMISUR S.L.</b>	
	 Escuela Técnica Superior de <b>INGENIERÍA DE SEVILLA</b>	UNIVERSIDAD DE SEVILLA ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA
02		AUTORA: MARÍA LUISA GONZÁLEZ BERNABÉ
JUN/21	SUPERFICIES E IMPLANTACIÓN DE MÓDULOS FV	ESCALA 1/400

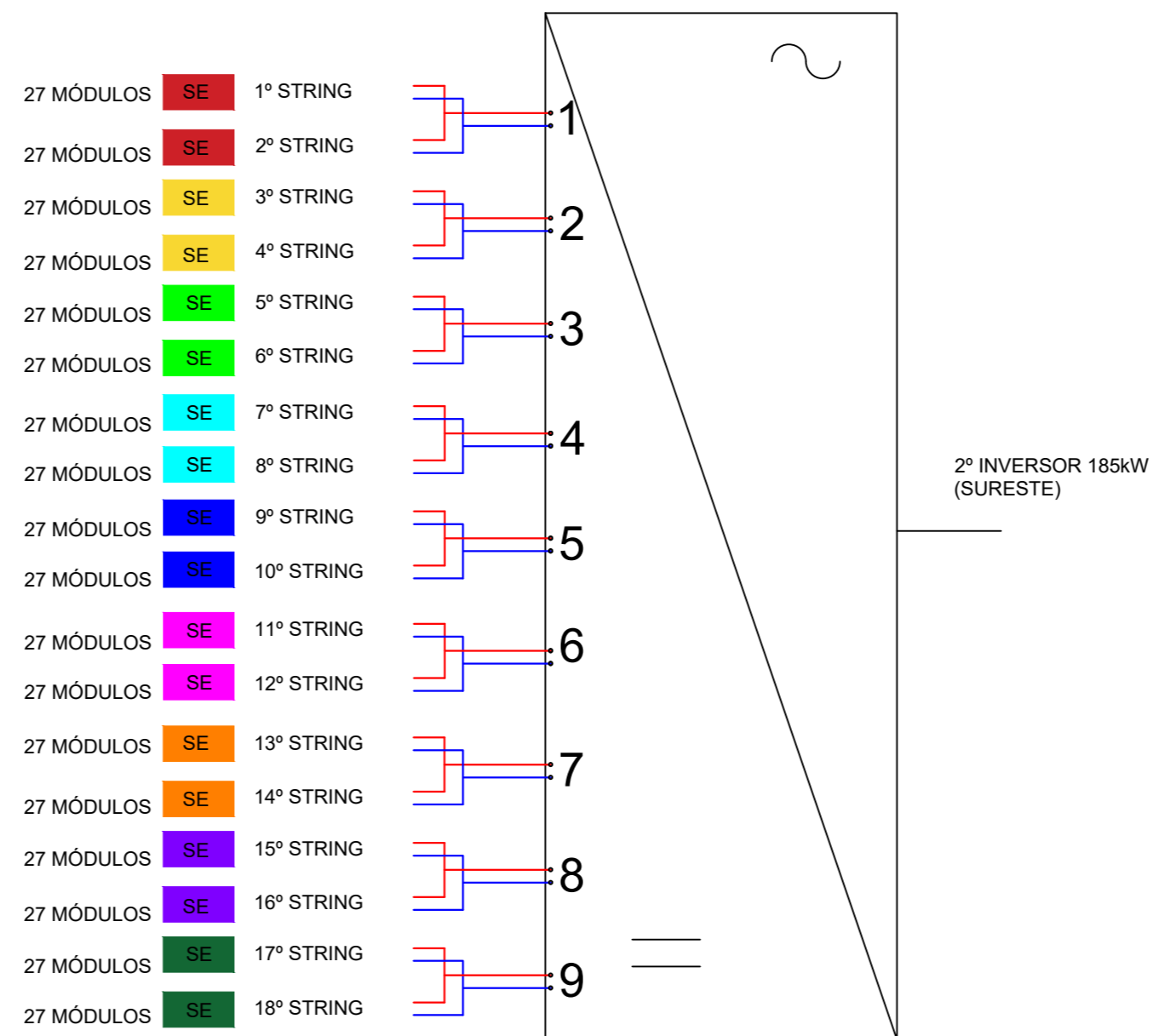


 MÓDULO FV 460 Wp CONECTADO A INVERSOR X (sombreado según strings)  
 INVERSOR 185 kW (SALA DE CUADROS DE CUBIERTA)  
 NÚMERO TOTAL DE MÓDULOS: 1440  
 POTENCIA TOTAL PICO: 662,40 kW

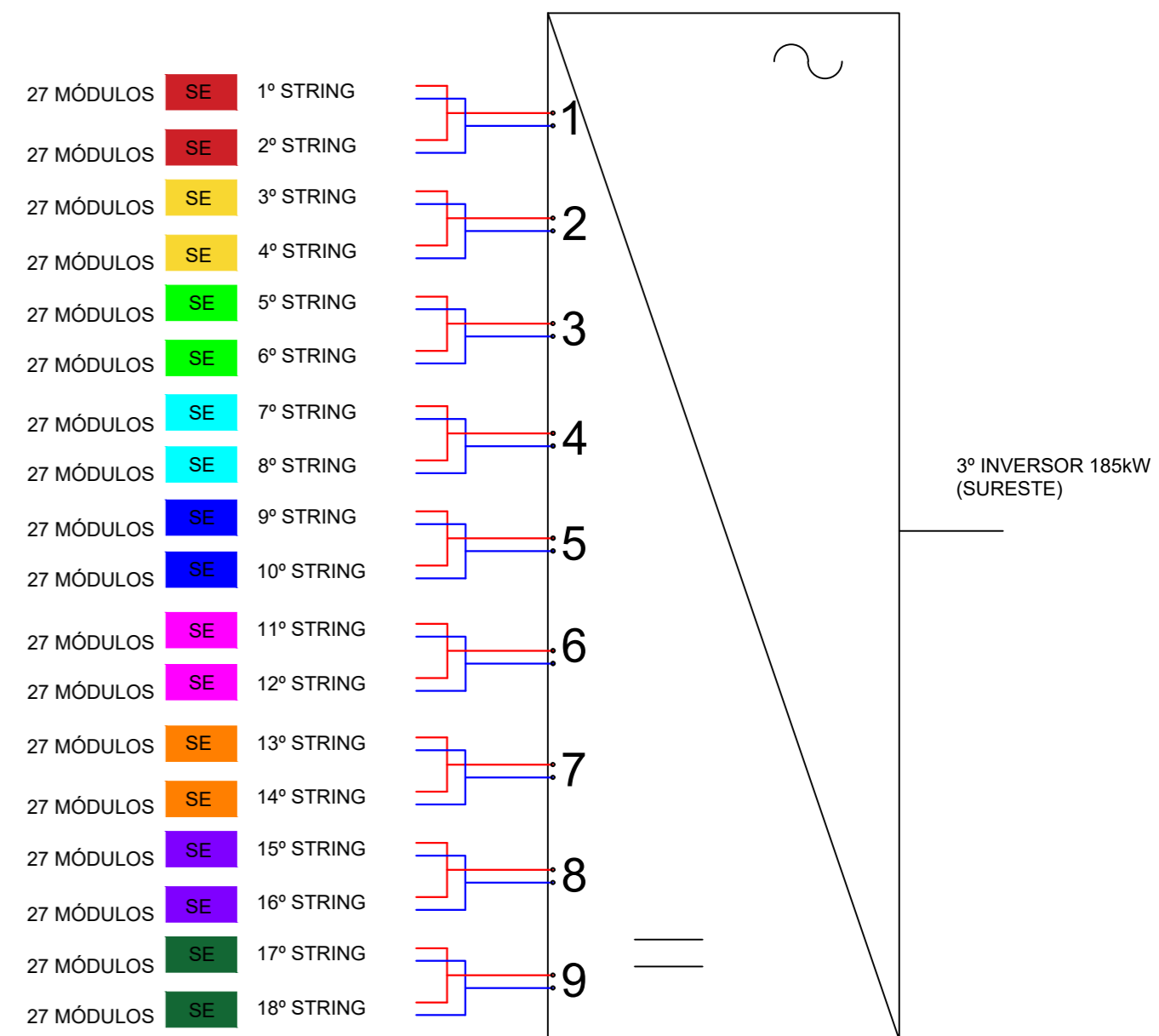
PLANO	<b>INSTALACIÓN FV EN CUBIERTA NAVE INDUSTRIAL ALMISUR S.L.</b>	
		UNIVERSIDAD DE SEVILLA ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA
03		AUTORA: MARÍA LUISA GONZÁLEZ BERNABÉ
JUN/21	DISTRIBUCIÓN STRINGS MÓDULOS FV EN CUBIERTA	
	ESCALA 1/400	



TOTAL 468 MÓDULOS  
 POTENCIA PICO TOTAL 215,28 kWp

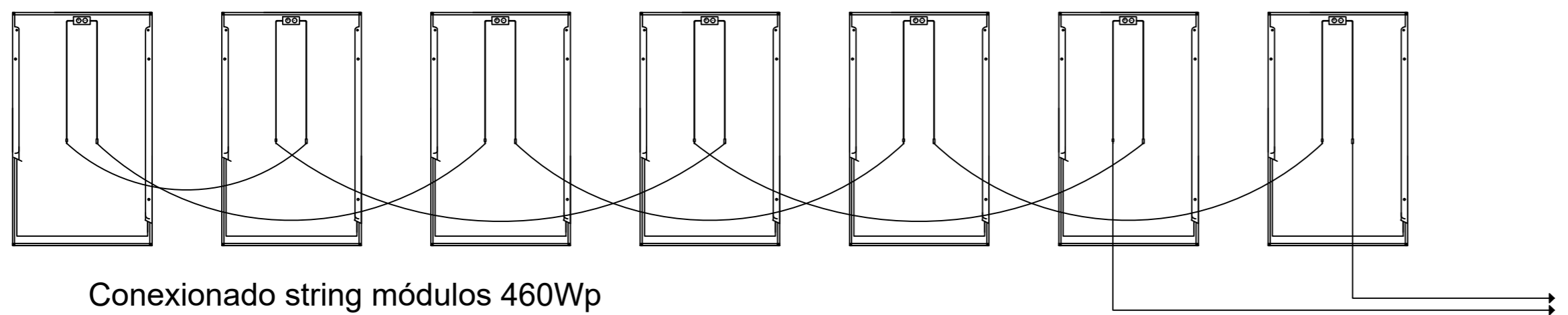


TOTAL 486 MÓDULOS  
 POTENCIA PICO TOTAL 223,56 kWp

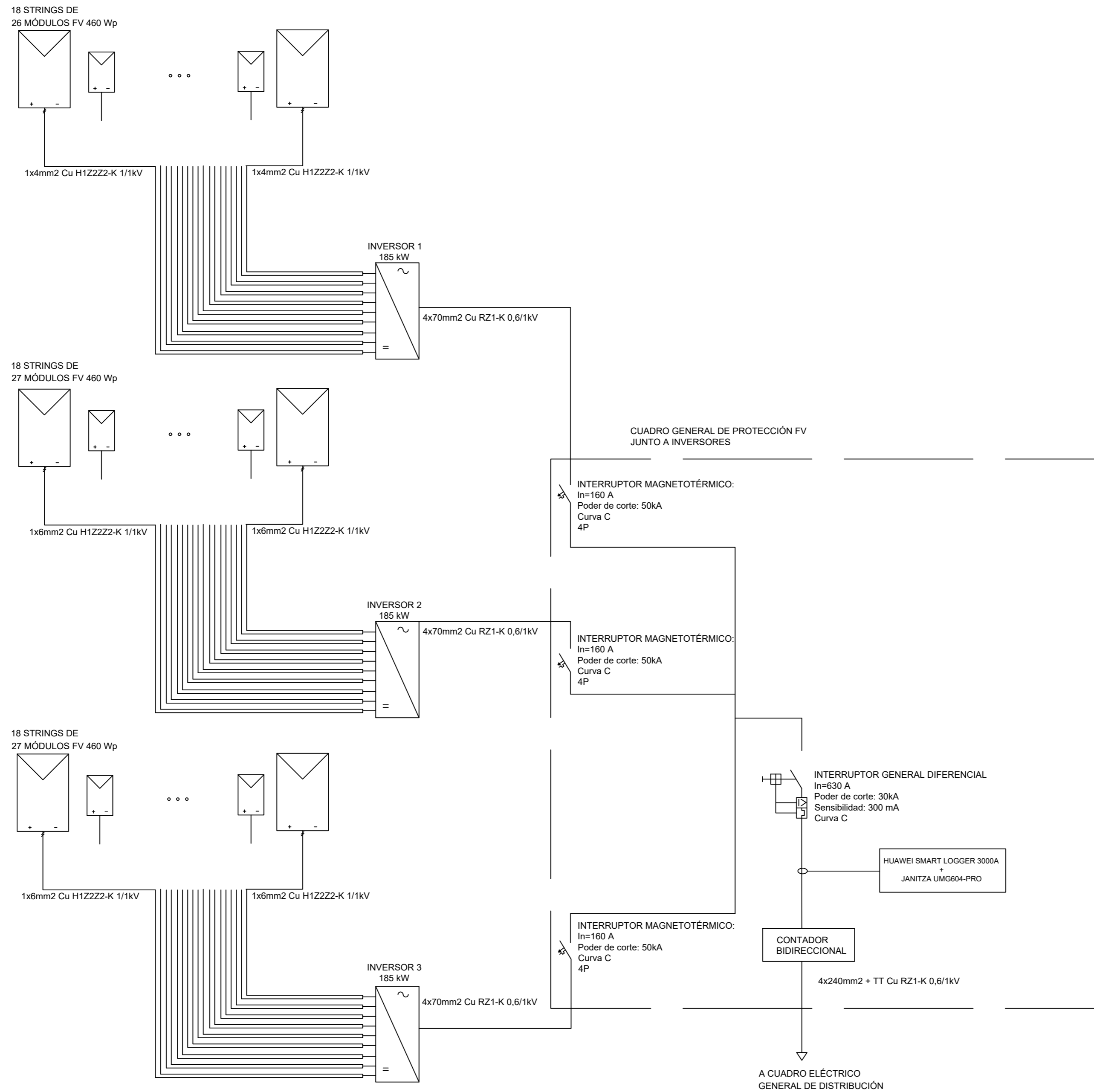


TOTAL 486 MÓDULOS  
 POTENCIA PICO TOTAL 223,56 kWp

EJEMPLO DE CONEXIONADO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS



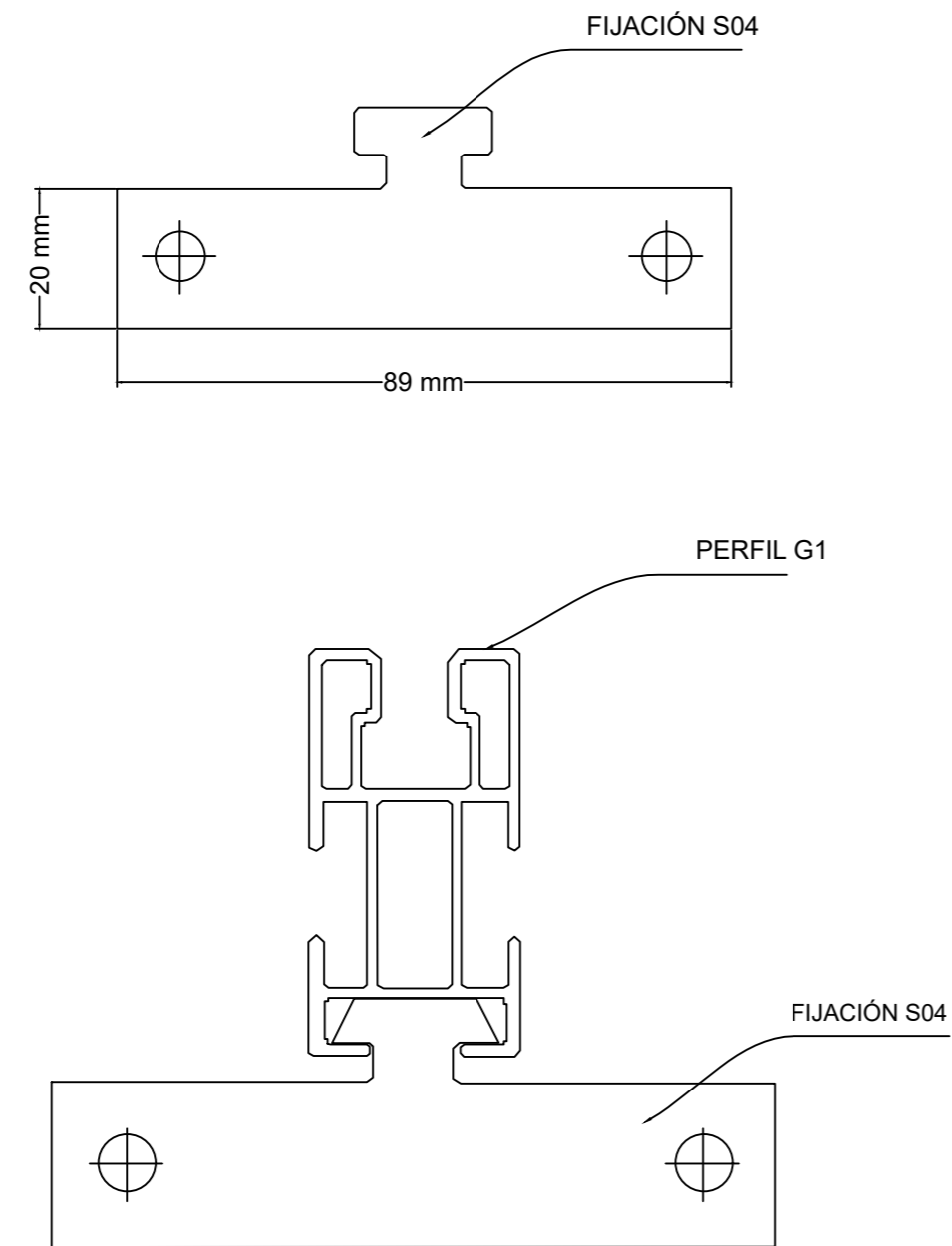
PLANO	<b>INSTALACIÓN FV EN CUBIERTA NAVE INDUSTRIAL ALMISUR S.L.</b>	
04	Escuela Técnica Superior de INGENIERÍA DE SEVILLA	UNIVERSIDAD DE SEVILLA ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA
		AUTORA: MARÍA LUISA GONZÁLEZ BERNABÉ
JUN/21	CONEXIONES Y STRINGS DE LOS INVERSORES INSTALACIÓN	ESCALA S/E



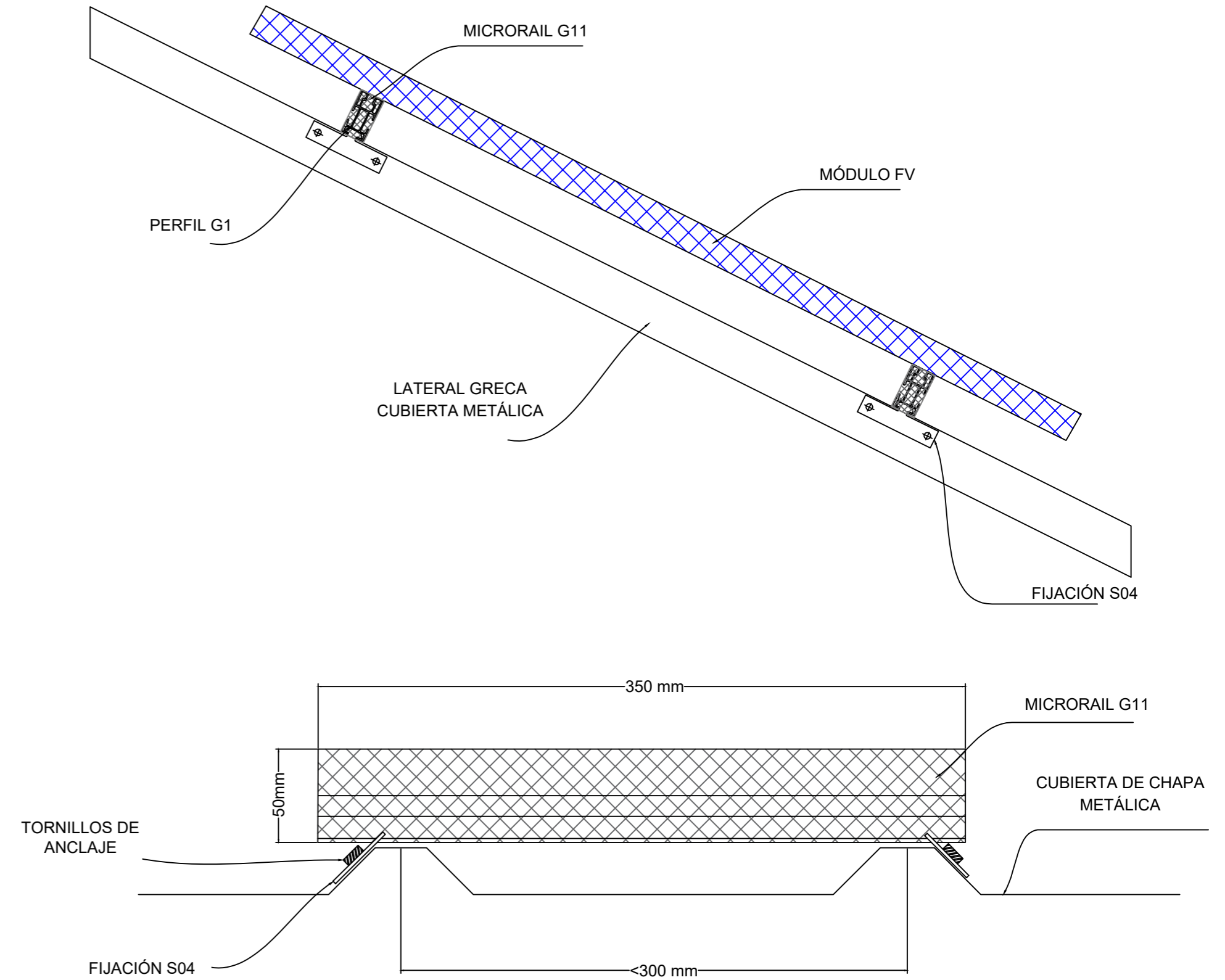
PLANO	<b>INSTALACIÓN FV EN CUBIERTA NAVE INDUSTRIAL ALMISUR S.L.</b>	
05		UNIVERSIDAD DE SEVILLA ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA
		AUTORA: MARÍA LUISA GONZÁLEZ BERNABÉ
JUN/21	ESQUEMA ELÉCTRICO UNIFILAR	ESCALA S/E



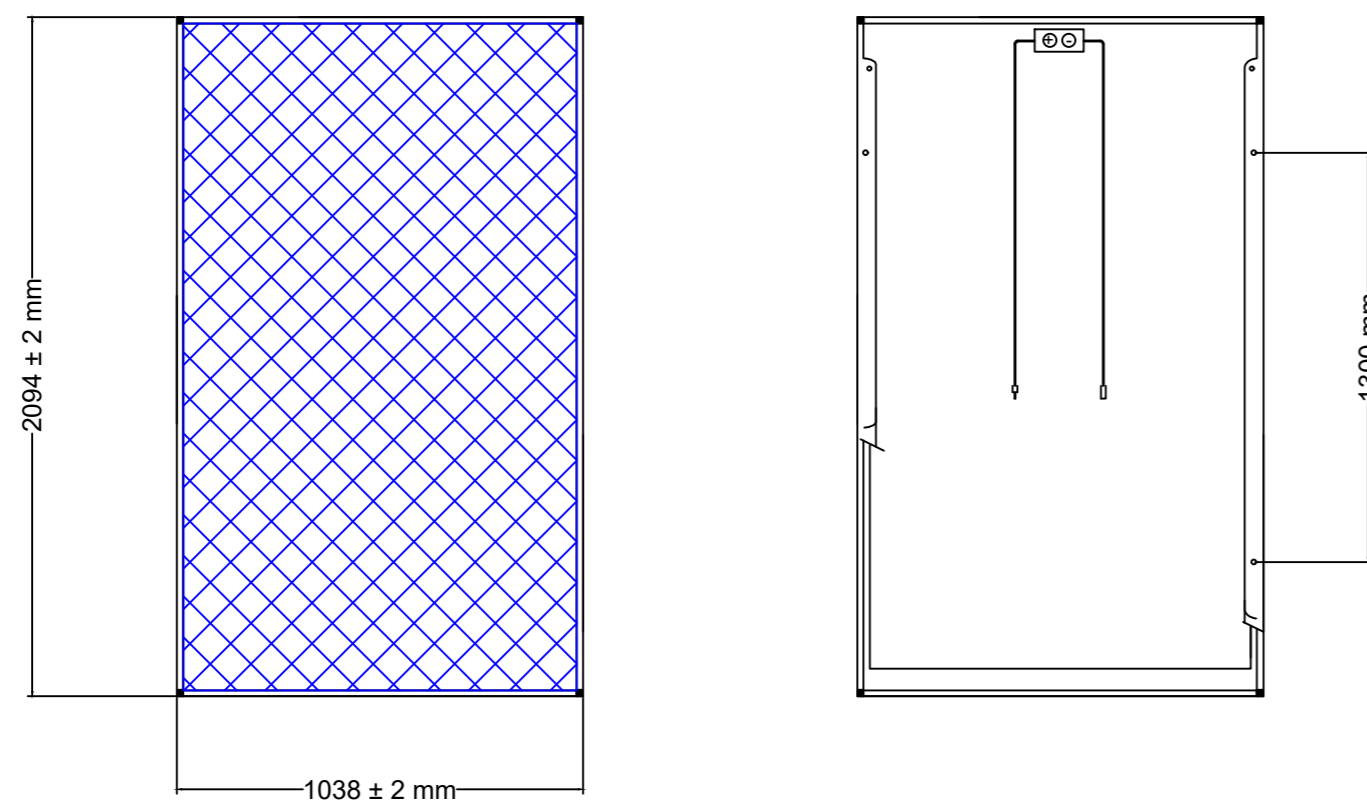
### ESTRUCTURA SOPORTE KHB915/KHE915 SUNFER



### SOPORTE COPLANAR FIJACIÓN A CHAPA PARA CUBIERTA METÁLICA



### MÓDULO FOTOVOLTAICO LONGI LR-72HPH 460M



PLANO	<b>INSTALACIÓN FV EN CUBIERTA NAVE INDUSTRIAL ALMISUR S.L.</b>	
06	 Escuela Técnica Superior de INGENIERÍA DE SEVILLA	UNIVERSIDAD DE SEVILLA ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA
JUN/21		AUTORA: MARÍA LUISA GONZÁLEZ BERNABÉ
	DETALLES MÓDULOS FV Y ANCLAJE A CUBIERTA	ESCALA S/E



# REFERENCIAS

---

- [1] “Emergencia climática | ACCIONA | Business as unusual.” <https://www.acciona.com/es/nuestro-proposito/sostenibilidad/emergencia-climatica/> (accessed Mar. 16, 2021).
- [2] “Qué hacemos | Naciones Unidas.” <https://www.un.org/es/sections/what-we-do/index.html> (accessed Mar. 16, 2021).
- [3] I. Lillo, “TEORIA Y PROBLEMAS ‘ Instalaciones Fotovoltaicas ’ Curso 2017-18 4º Curso. Grado en Ingeniería de la Energía. Escuela de Ingenieros Universidad de Sevilla,” pp. 1–97, 2018.
- [4] M. Alonso, “Master en Energías Renovables y Mercado Energetico,” *Ciemat*, vol. 1, no. 1, p. 59, 2011, [Online]. Available: [http://api.eoi.es/api\\_v1\\_dev.php/fedora/asset/eoi:45340/componente45338.pdf](http://api.eoi.es/api_v1_dev.php/fedora/asset/eoi:45340/componente45338.pdf).
- [5] D. solar IDAE. and G. de T. de A. ENERAGEN., “Guía IDAE 021: Guía Profesional Tramitación del Autoconsumo,” *IDAE*, vol. 021, p. 161, 2020, [Online]. Available: [www.idae.es](http://www.idae.es).
- [6] F. H. Rodríguez, “Documentos que constituyen un proyecto técnico,” *Dpto. de Ingeniería de la Construcción y Proyectos de Ingeniería- Universidad de Sevilla*. 2020.
- [7] “Acuerdo de París | Acción por el Clima.” [https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris\\_es](https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_es) (accessed Mar. 16, 2021).
- [8] “Modelado y simulación de un panel fotovoltaico empleando técnicas de inteligencia artificial.” [http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S1815-59012014000300007](http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1815-59012014000300007) (accessed Apr. 13, 2021).

# GLOSARIO

---

BT	
Baja Tensión	6, 7, 15, 16, 18, 32, 33, 39
CA	
Corriente Alterna	5, 14, 15, 16, 35, 36, 39
CAU	
Código de Autoconsumo	17
CC	
Corriente Continua	5, 14, 15, 16, 35, 39
CGD	
Cuadro General de Distribución	36
CGP	
Cuadro General de Protecciones	35, 36
CTE	
Código Técnico de la Edificación	10, 14, 21, 31
FV	
Fotovoltaico	11, 25, 29, 57
IAE	
Impuesto de Actividades Económicas	18
IBI	
Impuesto de Bienes Inmuebles	18
ICIO	
Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras	18
IDAE	
Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía	17, 64
IPC	
Índice de Precios al Consumidor	40
ITC	
Instrucción Técnica Complementaria	6, 15, 16, 18, 32, 33
IVPEE	
Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica	8, 11, 40
LER	
Lista Europea de Residuos	xvi, 44, 45
MPPT	
Seguidor de Punto de Máxima Potencia	14, 24, 32
PR	
Proporción de Rendimiento	xvi, xvii, 25
PVPC	
Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor	7
RAIPRE	
Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica	18
RCD	
Residuo de Construcción y Demolición	43, 44
REBT	
Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión	10, 15, 16, 32, 35, 39
S.L.	
Sociedad Limitada	xi, xiii, 9, 11, 19, 20, 21, 28, 29, 40, 42, 43, 49

SE-AE	
Seguridad Estructural-Acciones en la edificación	10, 31
TIR	
Tasa Interna de Retorno	40, 41, 42
UNE	
Una Norma Española	4, 11, 12, 16, 32, 33, 35, 36
VAN	
Valor Actual Neto	40, 41, 42
XLPE	
Poliétileno reticulado	15, 35, 36