



ESCOLA SUPERIOR DE TECNOLOGIA I CIÈNCIES
EXPERIMENTALS (ESTCE)

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

**PROYECTO DE UNA INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA DE
AUTOCONSUMO DE 96 kW SOBRE
CUBIERTA DE UNA PLANTA
INDUSTRIAL**

TRABAJO FINAL DE GRADO

AUTORA: Dakota Belén Rojas Belenguer

DIRECTOR: Héctor Beltrán San Segundo

Castellón de la Plana. Febrero 2020

Agradecimientos

Como sùmmum de este proyecto, que marca el final de una etapa para mí, no me voy a privar de explayarme en hacer mención a las personas cuyos nombres me gustaría que quedasen aquí reflejados por haberlo hecho posible y expresarles mi gratitud.

En primer lugar y en esencia les debo gran parte de este trabajo y carrera universitaria a mis padres. A mi madre Mariló Belenguer, la cual se ha entregado en cuerpo y alma en apoyarme en mis peores momentos, en brindarme su ayuda, amor, energía y alegría siempre que ha podido, que me ha complementado y elevado en tantos momentos. Gracias a ti mamá puedo haberme expandido en tantos sentidos como tú y yo sabemos, y además haber llegado hasta este aquí y ahora con la mirada del corazón. Gracias por tu amor y comprensión. A la par, gran parte de mis alcances se los debo a mi padre Fede Rojas, que siempre me ha entregado lo mejor de sí para que me desarrollase. Me ha enseñado a través de su ejemplo lo que es la persistencia, responsabilidad y el trabajo bien hecho, organizado y riguroso. Gracias papá por haberme otorgado útiles herramientas para labrar mis conocimientos, mi camino académico y mi persona. Gracias por apoyarme y guiarme en todas mis decisiones, y también por tu gran amor a tu manera. Gracias a ambos, porque entre los dos han hecho posible que yo haya llegado donde estoy, que sea la que soy y han permitido y colaborado siempre al máximo de sus capacidades para que yo forje mis estudios y mi bienestar. Gracias por vuestra paciencia, dedicación, esfuerzo y por alentar y animarme a que yo siguiese en el camino universitario, cosa que no siempre fue correspondido por mi parte, gracias a ello este trabajo, que es el culmen de este camino, ha llegado a realizarse.

A todos los buenos profesores que me han acompañado y a aquellos que a lo largo de mi carrera mantuvieron despierto en mí el interés en muchas materias. Gracias a Enrique Belenguer por toda su enseñanza en las diversas materias eléctricas. Gracias a Emilio Pérez por haber transmitido tan eficazmente sus conocimientos en Teoría de Circuitos dentro de su complejidad. Gracias a Jose Carlos Gil por enseñarnos Electrónica de Potencia de manera tan apasionante y entretenida. Gracias a Lluís Monjo por el interés puesto en que aprendamos y transmitirnos su pasión por el mundo de las Máquinas Eléctricas. También a Ricardo Vidal por su bondad, paciencia y eficacia como profesor. Y gracias a Julio Romero como coordinador del grado. Mencionar también a Nacho Peñarrocha, Paco Colomer, Salva Torro, Antonio Alcaraz, Jesús Lancis y Rodrigo Llopis, profesores de calidad de los que también me acuerdo y agradezco su buena labor en la enseñanza. Gracias a Héctor Beltrán por su manera de enseñar haciéndonos entender los conceptos y también su entrega en transmitir sus conocimientos. Gracias también por toda la ayuda que he recibido por su parte tanto en las clases docentes como en mi etapa introductoria en la investigación, y finalmente por haber sido mi mentor en esta última etapa del trabajo final de carrera.

A los profesionales con los que he tenido la oportunidad de trabajar en mi estancia en prácticas, de los que he aprendido muchísimo. Gracias a Jose Rodrigo y Victoria Rodrigo por confiar en mí y brindarme la posibilidad de trabajar con ellos. Especial mención a Dragos, con el que he tenido el placer de trabajar codo con codo y con el que he avanzado y aprendido muchísimo en este campo, realizando este tipo de proyectos. Has sido y eres una inspiración para mí en cuanto a responsabilidad, eficacia, dedicación, generosidad y trabajo bien hecho.

Prólogo

También mencionar al resto de compañeros del departamento (Pablo R, Jordi A, Borja R, Jose G, Sergio H), gracias al trabajo con todos ellos he podido gestar este proyecto.

Por último, quisiera mencionar también a compañeros que han formado parte de este camino de aprendizaje conmigo en la universidad: Sonia Gili, gracias por haberme enseñado, ayudado y acompañado tanto en los dos primeros cursos en los que trabajamos codo a codo entre arduas pruebas y problemas, tú bien sabes que contigo aprendí mucho. Gracias a Eric Moya, Edgar Grañana y Pablo Martínez con los que he realizado también muchos trabajos y que en numerosas ocasiones han estado dispuestos a ayudarme amable y desinteresadamente. Os aprecio. A todos los compis de voley de la UJI, vosotros no lo sabréis, pero, unos más y otros menos, habéis sido muy importantes. A las 'Payasas' que nos juntamos al comienzo de la carrera, por tantas risas, paridas y las mejores paellas UJI compartidas: Marta, Sara, Lidia y Lucía. Y gracias a Amal Baoud por todos los buenos momentos de este último año, contigo especialmente es con la que se me han hecho más amenas y divertidas las horas en las clases y en la uni.

Con todos vosotros comparto este otro paso de avance en mi camino de aprendizaje.

“La humanidad avanzará verdaderamente cuando piense en términos de energía, frecuencia y vibración.” – N.T.

Resumen

La idea de este Trabajo de Final de Grado es proyectar una instalación fotovoltaica en la cubierta de una nave con actividad industrial, en base a la última reciente normativa regulativa (Real Decreto 244/2019 de abril). El promotor cuenta con una nave cuyo negocio se dedica a la imprenta, ubicado en Tavernes Blanques (Valencia), y desea principalmente reducir el consumo eléctrico de red con objeto de autoabastecerse al máximo, reduciendo el importe de la factura eléctrica, además de las emisiones contaminantes y también lograr una imagen más verde y ecológica, a nivel medioambiental, de la empresa. Para ello, desea aprovechar todo lo posible la cubierta de la nave donde se realiza la actividad mercantil. Con estas pretensiones, este proyecto consistirá en el dimensionado, cálculos, descripción, valoración de las mejores alternativas, estudio de viabilidad, entre otros aspectos, definiendo las características técnicas para la ejecución de la instalación.

Abstract

The aim of this final grade project is to design a photovoltaic system in the rooftop of an industrial building, based on the latest related regulatory legislation (the Spanish Royal Legislative Decree 244/2019). The promoter owns an industrial building in which its printing business runs, located in Tavernes Blanques (Valencia). His desire is to reduce their electric consumption from the grid with the aim to self-supply as maximum as possible, reducing the cost on their electric bill, as well as: the polluting emissions, the impact on the environment and consequently, becoming thereby a more ecological entity and, moreover, gaining a greener image of his business, in environmental terms. To achieve that, the rooftop of the building will be analysed to make the most out of it and exploit it with photovoltaic panels in an efficient and optimized design. The project will consist on dimensioning, along with simulations, calculations, descriptions, as well as an assessment of the best alternatives, a viability and economical study, among other aspects, defining the technical features and parameters for the execution of the photovoltaic installation.

Terminología

A

AC - Corriente alterna (*del inglés: Alternating Current*).

AIE - Agencia Internacional de la Energía.

B

BB - Barra colectora (*del inglés: Bus Bar*).

BT - Baja Tensión.

Bb - Beneficio bruto.

Bn - Beneficio neto.

C

CEM - Condiciones estándar de medida.

CA - Corriente alterna (*también denominado AC, originario del inglés*).

CC - Corriente continua (*también denominado DC, originario del inglés*).

Ct - Cantidad

CTE - Código Técnico de la Edificación.

CIEMAT - Centro de Investigaciones Energética, Medioambientales y Tecnológicas).

D

DC - Corriente continua (*del inglés: Direct Current*).

E

EBSS - Estudio Básico de Seguridad y Salud.

F

FV - Fotovoltaica (ó *fv*).

FC - Flujo de Caja.

G

GHI - Irradiación global horizontal (*del inglés: Global Horizontal Irradiation*).

I

IDAE - Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.

IGA - Interruptor General Automático.

M

MPP - Punto de máxima potencia (*del inglés: Maximum Power Point.*).

MPPT - Seguidor del punto de máxima potencia (*del inglés: Maximum Power Point Tracker*).

P

PaT - Puesta a Tierra

PCT - Pliego de Condiciones Técnicas

R

REBT - Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión

S

STC - Condiciones estándar de medida, CEM. (*del inglés: Standard Test Conditions*)

SPD - Dispositivo de protección contra sobretensiones, DPS. (*del inglés: Surge Protective Device*).

SC - Cortocircuito (*del inglés: Shortcircuit. Es equivalente a cortocircuito, cc, pero se emplea comúnmente SC para no confundir CC con corriente continua*).

SS - Seguridad y Salud

Si - Silicio

U

UMB - Unidad de Medida Base

ÍNDICE GENERAL

Documento (A) - Memoria.....	9
Documento (B) - Anexos.....	117
Anexo I - Cálculos Justificativos.....	121
Anexo II - Proceso de tramitación.....	141
Anexo III - Estudio Básico de Seguridad y Salud.....	148
Anexo IV - Documentación Técnica.....	175
Documento (C) - Pliego de condiciones.....	197
Documento (D) - Presupuesto.....	209
Documento (E) - Planos.....	223

DOCUMENTO A - MEMORIA



ÍNDICE MEMORIA

1. Introducción	13
1.1. Objeto y alcance del proyecto	13
1.2. Titulares del proyecto	14
2. Antecedentes	14
2.1. Energía y tecnología solar fotovoltaica	14
2.1.1. Principio de funcionamiento: efecto fotovoltaico	14
2.1.2. Conceptos en torno a la radiación solar	19
2.1.2.1. Concepto de Hora Solar Pico (HSP)	22
2.1.2.2. Geometría solar	23
2.2. Tipos de instalaciones fotovoltaicas	26
2.2.1. Instalación aislada	26
2.2.2. Instalación de conexión a red	27
2.3. Características del módulo	29
2.3.1. Curva I-V	29
2.3.2. Diodos de protección	31
2.4. Seguimiento del punto de máxima potencia, MPPT	35
2.5. Situación nacional de la energía fotovoltaica: Contexto normativo	37
2.5.1. Características principales del nuevo RD 244/19	38
2.5.2. Nuevas modalidades de autoconsumo	39
2.5.2.1. Autoconsumo sin excedentes	39
2.5.2.2. Autoconsumo con excedentes	40
2.5.3. Ventajas que supone el nuevo RD 244/19	42
3. Requisitos de diseño	42
3.1. Características del emplazamiento	42
3.2. Situación inicial: Análisis de consumos	46
3.3. Estudio Solar: Simulación de sombras	49
4. Configuración del generador fotovoltaico	57
4.1. Coplanar vs Orientación Sur	57
4.2. Propuesta de 4 configuraciones a elegir	58
4.2.1. Aporte energético de cada propuesta	60
4.3. Selección final y justificación de configuración FV	62
5. Análisis de alternativas tecnológicas	65
5.1. Tipos de paneles fotovoltaicos	65
5.2. Tipos de inversores	67
5.2.1. Inversores centrales	67
5.2.2. Inversores de string	68
5.2.3. Inversores multistring	69
5.2.4. Microinversores	70
5.2.5. Inversores centrales con optimizadores de potencia	71

5.3.	Selección final y justificación de la tecnología a emplear.....	72
6.	Diseño y descripción de la propuesta escogida.....	73
6.1.	Descripción general.....	73
6.2.	Paneles fotovoltaicos.....	74
6.3.	Estructuras soporte.....	75
6.4.	Estructura rectificadora del agua Norte.....	77
6.5.	Inversores.....	82
6.5.1.	Monitorización de los inversores.....	85
6.5.2.	Ubicación de los inversores.....	85
6.6.	Conductores.....	85
6.7.	Canalizaciones.....	86
6.8.	Protecciones y aparamenta de la instalación fotovoltaica.....	87
6.8.1.	Protecciones integradas en el inversor.....	88
6.8.2.	Protecciones contra contactos directos.....	89
6.8.3.	Protecciones contra contactos indirectos.....	89
6.8.4.	Protecciones contra sobrecorriente.....	91
6.8.5.	Protecciones contra sobretensión.....	93
6.8.6.	Cuadro eléctrico de maniobra y protección.....	95
6.8.6.1.	Ubicación y características.....	96
6.9.	Puesta a Tierra.....	97
6.9.1.	Configuración modo flotante del generador fv.....	98
7.	Impacto y balance medioambiental.....	99
8.	Planificación y programa de ejecución.....	101
9.	Producción energética.....	102
10.	Estudio de viabilidad económica.....	104
10.1.	Inversión.....	105
10.2.	Gastos.....	105
10.3.	Ahorros.....	105
10.4.	Evolución económica de la inversión.....	108
10.5.	Resultados.....	110
11.	Conclusiones.....	110
12.	Normas y disposiciones legales aplicadas.....	111
13.	Programas empleados.....	113
14.	Referencias: webgrafía y bibliografía.....	114

1 - Introducción

1.1 - Objeto y alcance del proyecto

El presente proyecto en su conjunto supone la realización del Trabajo Final de Grado en Ingeniería Eléctrica, en la Universitat Jaume I (UJI) de Castellón.

Como proyecto técnico, la pretensión general es recoger y explicar en su conjunto la información relativa al diseño, dimensionamiento, proyección, viabilidad y ejecución de una instalación fotovoltaica de 96 kW de potencia nominal sobre cubierta de una planta industrial, con motivo de autoconsumo. Se realizará por tanto la conexión del sistema generador a la red eléctrica interior de la planta. Para ello, se presentará las características técnicas y económicas para su consecución y ejecución, seleccionando los diferentes elementos que componen dicha instalación.

De tal manera, entre los objetivos generales de la presente instalación FV se encuentran:

- Reducción del importe de la factura eléctrica del promotor, puesto que la electricidad generada por el sistema proyectado se destina a autoabastecer a la planta industrial.
- Reducción de emisiones contaminantes, a raíz de reducir la demanda a la red eléctrica cuyo gran aporte energético se basa en fuentes no renovables y que emiten grandes contaminantes y gases de efecto invernadero.
- Mejora de la reputación e imagen del promotor, mostrando interés y sensibilidad por el cuidado del medio ambiente.
- Favorecer la transición energética hacia un modelo más ecológico, sostenible, distribuido, de autogeneración y descarbonización.

Los objetivos específicos para la consecución de la presente instalación FV son:

- Estudio del recurso solar disponible en el emplazamiento, así como sombras u otros impedimentos o trabas.
- Realizar un estudio de la curva de carga de la planta industrial para obtener información de sus consumos y demanda.
- Determinar la orientación e inclinación idóneas, así como el número de paneles y distribución óptima para el máximo aprovechamiento de la cubierta.
- El diseño de una instalación fiable y segura y que no altere las condiciones de operaciones y actividades de la planta industrial donde se realice.
- Estudio económico para determinar la viabilidad y rentabilidad del proyecto.

Además, la parte técnica que le engloba permite su tramitación para ejecutar la instalación descrita, por lo tanto puede alcanzar otros objetivos más allá de la presentación como Trabajo Final de Grado, pudiendo servir así para aprovechar en gran medida la totalidad de datos técnicos aportados, para el proyecto técnico específico necesario para:

- Presentarse ante el Ayuntamiento de la provincia a la que alude con motivo de obtener las oportunas Licencias de Obras y Centro de Apertura de Trabajo de la obra proyectada.
- Presentarse ante la Consejería de Industria y Economía Sostenible de la Generalitat Valenciana (GVA) a fin de obtener las autorizaciones pertinentes para legalizar dicha instalación.
- Tramitarse con motivo de obtener el permiso de Punto de Conexión por la empresa distribuidora, Iberdrola.

1.2 - Titulares del proyecto

- Peticionario y Promotor: (no mostrado por privacidad)
- Domicilio Social: Tavernes Blanques (dirección no mostrada por privacidad)
- Autora Proyecto: Dakota Belén Rojas Belenguer

2 - Antecedentes

En este punto se pretende contextualizar la situación del sector fotovoltaico, desde el principio de funcionamiento del aprovechamiento de la energía solar mediante tecnología fotovoltaica, pasando por los conceptos más importantes que lo engloban; finalizando con el marco normativo actual a nivel estatal en España, describiendo las recientes disposiciones legales y su situación con vista al planteamiento de una instalación fotovoltaica como el que se pretende proyectar en este documento.

Cabe señalar que habrá numerosa información técnico-teórica relativa a una instalación fotovoltaica (como la descripción detallada de los elementos que la componen así como sus tipologías) que no se presentará en este apartado. Esto es porque estará incluido en apartados más adelante en el documento, en los que se procede a presentar el análisis de las alternativas tecnológicas, así como la posterior proyección, diseño y descripción de la instalación fotovoltaica objeto del presente proyecto, a partir de la solución final de configuración, elementos y tecnología escogida.

2.1 - Energía y tecnología solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es aquella que produce electricidad a partir de la energía disponible de la radiación solar mediante un dispositivo semiconductor (célula fotovoltaica) incorporado en los paneles solares.

Una instalación fotovoltaica no contamina en su funcionamiento, pues se trata de una fuente sustentable y renovable, que genera energía sin producir agentes ni emisiones que deterioren el medio ambiente.

A grandes rasgos los paneles fotovoltaicos están formados por un conjunto de células, las cuales están hechas de dispositivos semiconductores elaboradas a base de silicio puro (Si) con adición de impurezas (boro, B y fósforo, P) formando dos capas entre las cuales se formará una diferencia de potencial al incidir los fotones de la luz, por acumulación de electrones en la capa superior y ausencia de ellos en la inferior. De tal manera se tienen dos puntos a distinto potencial, generando voltaje y, cuando se unen los dos terminales conectando una carga, circulará una corriente eléctrica continua.

2.1.1 - Principio de funcionamiento: efecto fotovoltaico.

El principio de funcionamiento, basado en el fenómeno físico del efecto fotovoltaico, se introduce y expone con mayor detalle a continuación.

En 1940 se descubrió que si a ciertos cristales se le añadía una pequeña cantidad de impurezas, su conductividad eléctrica variaba cuando el material se exponía a una fuente de luz. Los elementos como el silicio (Si), el germanio (Ge) y el selenio (Se), constituyen elementos que poseen estas características intermedias entre los cuerpos conductores y los aislantes, son los denominados semiconductores. Bajo determinadas condiciones estos elementos permiten la circulación libre de la corriente eléctrica en un sentido, pero no en el contrario. En esta propiedad se basan los diodos, transistores, los dispositivos electrónicos que rectifican corriente alterna, etc, así como los paneles fotovoltaicos. Uno de los métodos para aumentar la conductividad de un elemento semiconductor es introduciendo impurezas (dopajes) dentro de su estructura cristalina.

Volviendo a la aplicación al panel fotovoltaico, hecho a base de cristales de Si, dichos átomos tienen una valencia atómica de 4 (es decir, 4 electrones en su última capa), por lo que se forma un enlace covalente con cada uno de los átomos de Si adyacentes. No ceden ni aceptan electrones por tener su capa de valencia completa, por tanto no permiten la circulación de la corriente eléctrica, funcionando como aislante. Cuando se dopa con un átomo de 5 electrones de valencia como el fósforo (P), éste se incorpora a la red cristalina sustituyendo a un átomo de Si, entonces ese átomo tendrá cuatro enlaces covalentes y un electrón libre no enlazado. Se forma así un material semiconductor tipo N, en el que hay exceso de electrones libres y por tanto, de carga negativa. De la misma manera, pero dopando con elementos como el boro (B), cuyos átomos tienen 3 electrones de valencia, entonces se tendrá una red con átomos unidos con tres enlaces covalentes y un hueco que se encontrará en disposición de aceptar un electrón libre. Lo anterior se resume gráficamente en la figura 1.

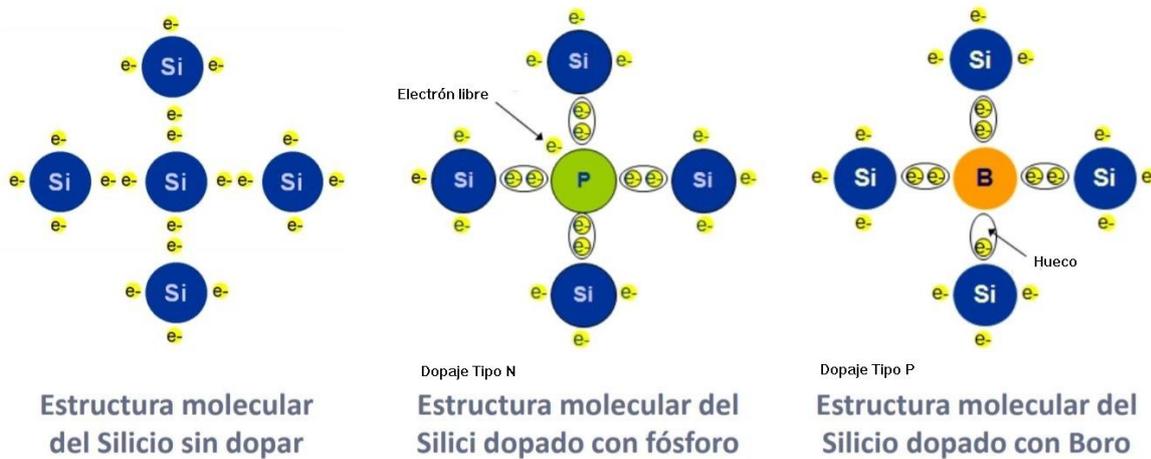


Figura 1: Dopaje de la estructura molecular cristalina de silicio (Si) para formar semiconductores tipo P y tipo N, cuya unión P-N forma el material empleado en las placas fotovoltaicas por su efecto fotoeléctrico. Fuente: [1].

Por lo tanto, en una lámina únicamente de cristales de silicio, los electrones no están libres de moverse por sus uniones covalentes que los mantienen en una estructura fija. Si se añaden impurezas como el fósforo (con 5 electrones de valencia), se obtiene una estructura en la que cuando los electrones libres obtienen suficiente energía éstos se mueven libremente. Si la luz (fotones) los golpea, los electrones ganan energía excitándose y pueden moverse libremente. Sin embargo, este movimiento es aleatorio y no provocaría corriente si se conectara una carga en sus extremos. Por ello se requiere una fuerza motriz que dirija el movimiento de dichos electrones, lo cual se puede lograr con una unión p-n. En una célula solar se unen ambos materiales: el semiconductor tipo p y el tipo n, y ello forma una unión p-n que actúa como un diodo. Al unirse, algunos de los electrones del lado N migrarán a la región P y llenarán los 'huecos' (ausencia de electrones) disponibles allí. En esta zona se forma una "región de agotamiento", donde no

hay electrones libres ni huecos. Debido a la migración de electrones, el límite del lado N se carga ligeramente positivamente y el lado P se carga negativamente. Definitivamente se formará un campo eléctrico entre estas cargas, el cual produce la fuerza ‘motriz’ necesaria comentada anteriormente. En detalle, ocurrirá lo siguiente al incidir luz: los fotones de la luz inciden en la zona N de la celda fotovoltaica, penetra y llega hasta la región de agotamiento, generando una excitación, lo cual provoca un movimiento de los electrones y generación pares electrón-huecos en dicha región. El campo eléctrico aquí impulsa por fuerza electrostática los huecos y los electrones fuera de dicha región, aumentando la concentración de electrones en la zona n y los huecos en la zona p, hasta tal nivel que se genera una diferencia de potencial entre ambos lados. Tan pronto como se conecte cualquier carga entre ambas regiones, los electrones fluirán a través de la carga recombinándose con los huecos en la región p tras completar su trayectoria. De este modo una celda FV, continuamente suministra corriente dc. A continuación se muestran diversas imágenes que representan gráficamente la explicación anterior.

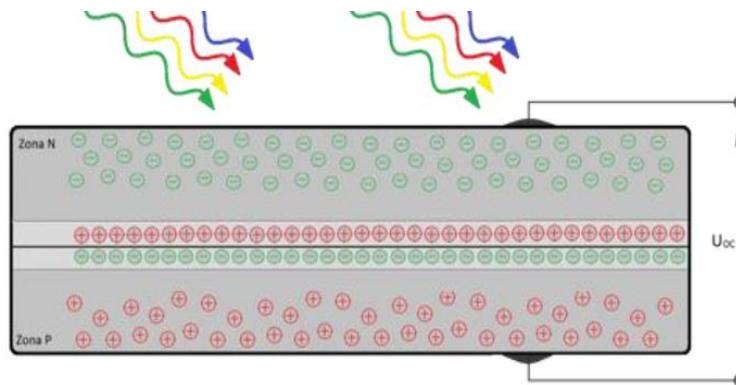


Figura 2: Efecto fotovoltaico, en vacío. Fuente: Areatecnologia.com/electricidad

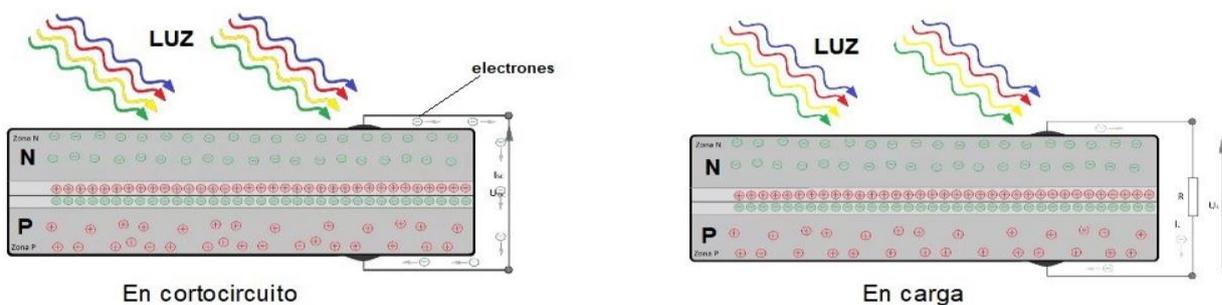


Figura 3: Efecto fotovoltaico, en cortocircuito (izq) y carga (dcha). Fuente: Areatecnologia.com/electricidad

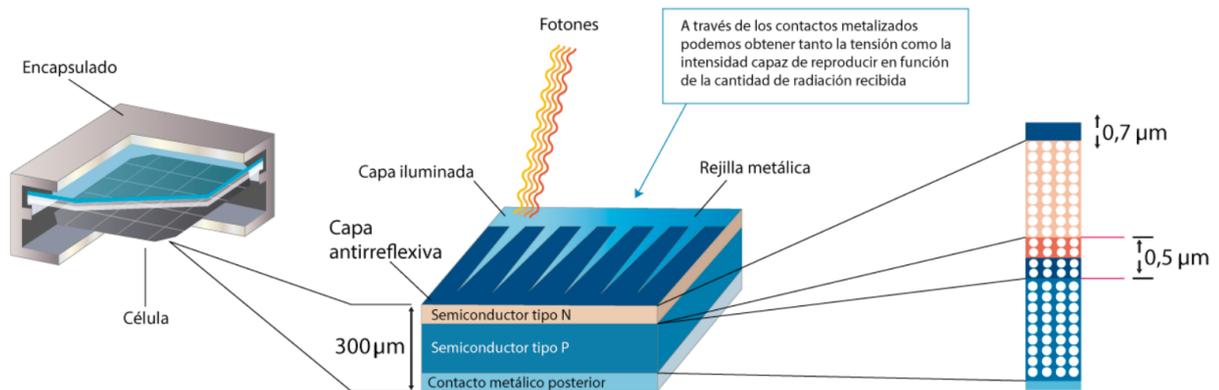


Figura 4: Sección de una célula fotovoltaica. Unión N-P. Fuente: LEDSBesolar.



Figura 5: Imagen de una célula fotovoltaica. Fuente: Google Imágenes.

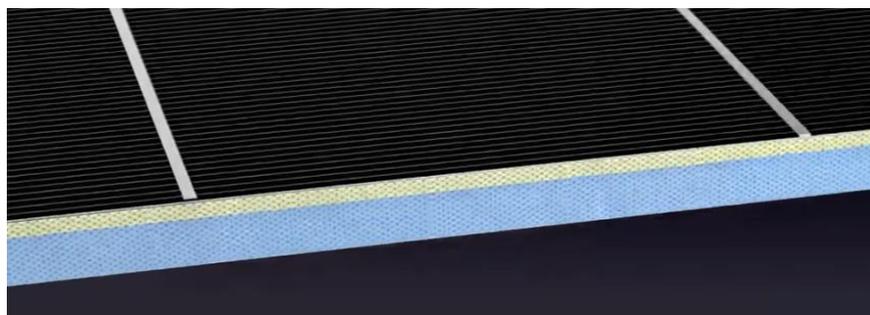


Figura 6: Representa la sección de una célula con la unión n-p. Fuente: Learn Engineering.

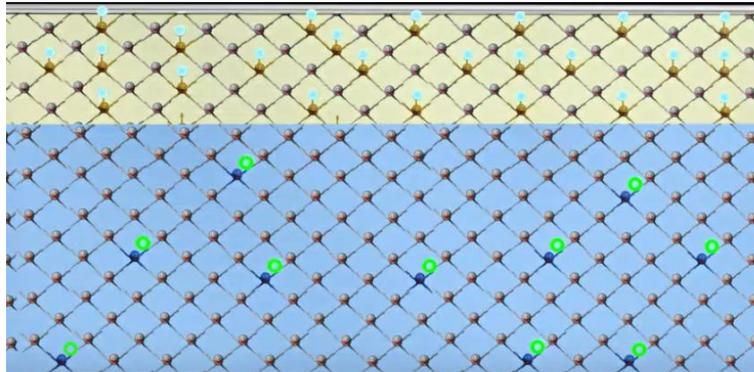


Figura 7: Representación, a escala de la red molecular, de la sección de una célula donde se observa la capa n superior más ligera y dopada que la capa p inferior, más gruesa y menos dopada. Fuente: Learn Engineering.

En una célula solar en la práctica, actualmente, se tiene una capa superior n mucho más fina y dopada que la capa inferior p, la cual es gruesa y ligeramente dopada, como se puede ver en las figuras 6 y 7. Esto es para aumentar el rendimiento de la celda. La formación de la región de agotamiento aquí es mucho más amplia. Por lo tanto, con la incidencia de la luz, se excitan más pares electrón-hueco, lo cual da como resultado una mayor generación eléctrica. Además, al tener una capa superior n más fina, favorece que más energía luminosa contenida en los fotones puede llegar a la región de agotamiento.

Las células FV de silicio típicamente están metalizadas con tiras delgadas impresas en la parte delantera y trasera. Están las tiras más finas (denominadas dedos) que llevan a las tiras gruesas perpendiculares a las anteriores, denominadas barras, embarrados o carril bus (del inglés *bus bar*), ver figura 8. Los dedos se necesitan para que los electrones en exceso del lado n sean llevados a un terminal de conducción. Tras pasar a través de los dedos, los electrones se acumulan/concentran en las barras colectoras principales, y por ellas circularán como corriente eléctrica cuando se conecte una carga. El lado negativo superior de la celda está conectado con el lado posterior de la celda siguiente a través de tiras de cobre, como muestra la figura 9. Típicamente las células tienen 2 o 3 bus bars (2BB ó 3 BB), aunque para lograr eficiencias más altas se incorporan 4 y hasta 5 barras. Esto se debe a que se reduce las pérdidas internas de resistencia al tener menor distancia entre barras.



Figura 8: Célula FV de 2BB, donde se ven los dedos y ambas barras colectoras o bus bars. Fuente: Learn Engineering.

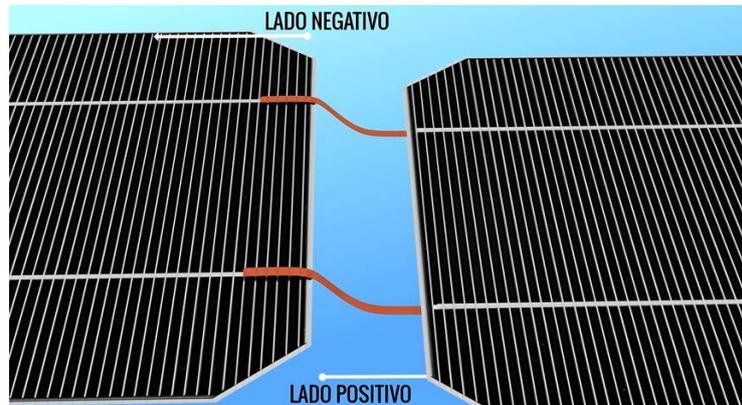


Figura 9: Unión en serie del lado superior de una célula con el lado posterior de la siguiente, unión positivo con negativo. Fuente: Learn Engineering.

A través de la explicación anterior se consigue generar una diferencia de tensión entre dos puntos distintos, los dos terminales de cada célula. Disponiendo de las diversas células interconectadas entre sí en un circuito en serie, se consigue aumentar la tensión; disponiendo de diversas tiras de células en serie conectadas en paralelo se consigue aumentar la corriente. Este conjunto de células es lo que compone el denominado panel fotovoltaico, cuya combinación de celdas en serie y paralelo aumenta los valores de corriente y tensión a un rango utilizable. Dispone de dos bornes (positivo y negativo) entre los cuales habrá una diferencia de potencial (tensión) cuando incida radiación solar. De la misma manera, se pueden unir diversos paneles en serie para aumentar la tensión generada, teniendo la misma corriente eléctrica circulante, o bien unir diversos paneles en paralelo, aumentando la intensidad generada (siendo ésta la suma de la aportación de cada panel) y manteniendo fija la tensión entre los bornes. El tipo de corriente eléctrica que proporciona, cuando se conecta una carga entre sus bornes, es corriente continua (dc), por lo que si se requiere corriente alterna (ac) se le ha de añadir un inversor. Si se requiere almacenar la energía generada para su aprovechamiento posterior y no inmediato, se puede acoplar un sistema de almacenamiento, como una batería con su regulador.

2.1.2 - Conceptos en torno a la radiación solar

Como se ha explicado en el punto anterior, la energía fotovoltaica emplea tecnología precisa para aprovechar la energía presente en la radiación solar y convertirla en electricidad. El concepto de radiación solar alude a la radiación electromagnética que emite el Sol, la cual se puede distinguir según diferentes longitudes de onda. El espectro de la luz visible dispone de la longitud de onda precisa que aprovechan las células fotovoltaicas, desencadenando el efecto fotovoltaico cuando inciden los fotones, explicado anteriormente. Es por ello que un panel FV todavía no logra aprovechar el 100% de la vasta cantidad de energía disponible en la radiación solar que recibe la Tierra.

A pesar de su abundancia, el aprovechamiento de la energía solar en general, y en particular en este caso fotovoltaica, está condicionado principalmente por tres aspectos: la intensidad de la radiación solar recibida en la Tierra, los ciclos diarios y anuales a los que está sometida ésta en su trayectoria espacial, y las condiciones climatológicas de cada región terrestre. La utilización provechosa de la radiación solar como fuente de energía está directamente ligada a la situación geográfica del lugar escogido para aprovecharla y de las variaciones temporales, parámetros que se han de tener muy presentes en proyectos de instalaciones fotovoltaicas, como es el caso en este.

Se distinguen dos conceptos relevantes en torno a los rayos solares:

- Irradiancia solar (representado como E): se refiere a la potencia ó intensidad radiante incidente por unidad de superficie terrestre sobre un plano en un lugar terrestre concreto. Se mide en $[W/m^2]$.
 - Si se representa el valor de irradiancia para cada instante en un día se obtiene la curva de irradiancia, como las mostradas en la figura 10.

- Irradiación solar (representado como G ó H): también denominada radiación solar, radiación global o insolación. Se refiere a la cantidad de energía recibida por unidad de superficie terrestre en un lugar terrestre concreto en un tiempo determinado. Se mide en $[Wh/m^2]$.
 - Se puede obtener por integración de la curva de irradiancia; si se hace para el intervalo de tiempo de un día concreto se tiene la medida de insolación diurna y si se hace para todo un año se mide la insolación anual.

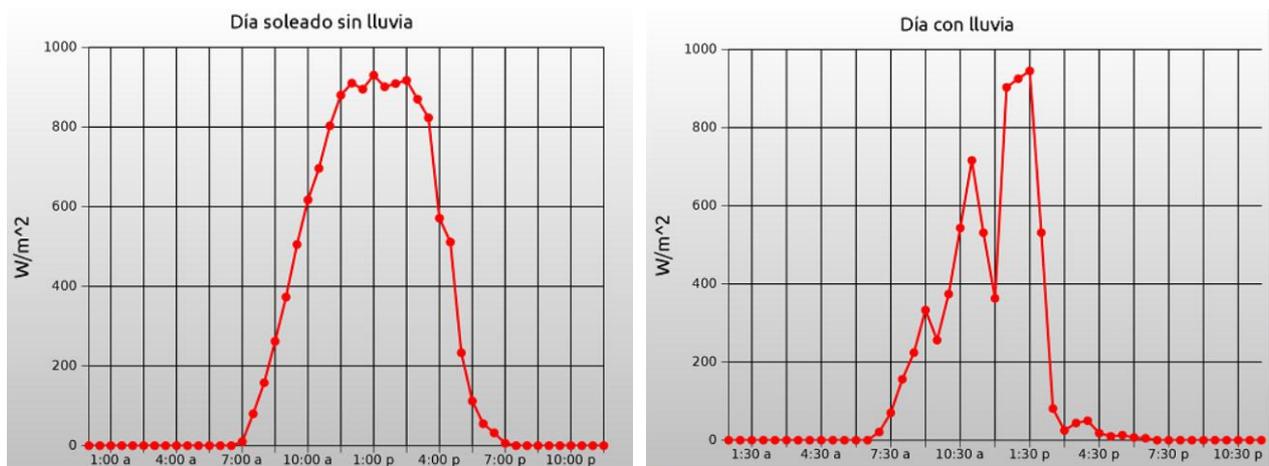


Figura 10: Curva irradiancia de un día tipo: *izq*) un día despejado y soleado; *dcha*) un día nublado o lluvioso.
Fuente: SesLab.

Se puede observar en la gráfica izquierda de la figura 10 que un día mayoritariamente despejado de nubes, es decir, bastante soleado, forma una curva de irradiancia con forma de campana: cuando empieza el día comienza a aumentar su valor hasta un máximo de intensidad solar al mediodía y posteriormente comienza a decrecer hasta que anochece. Dicha campana se ve alterada en días nublados o lluviosos (gráfica derecha, fig.10) en donde los rayos solares no mantienen su incidencia y se obtiene una variabilidad de la curva.

La intensidad o irradiancia solar que recibe la Tierra fuera de la atmósfera es una cantidad fija llamada constante solar, en torno a $1353 W/m^2$ según la NASA, aunque oscila entre los 1.300 y $1.400 W/m^2$ aproximadamente durante el año. Las pérdidas a la atmósfera por reflexión, absorción y dispersión reducen este valor alrededor de un 30%, teniendo así un máximo alcanzable de irradiancia terrestre de unos $1.000 W/m^2$, habiendo descontado las pérdidas mencionadas. Estos valores varían según las condiciones climatológicas.

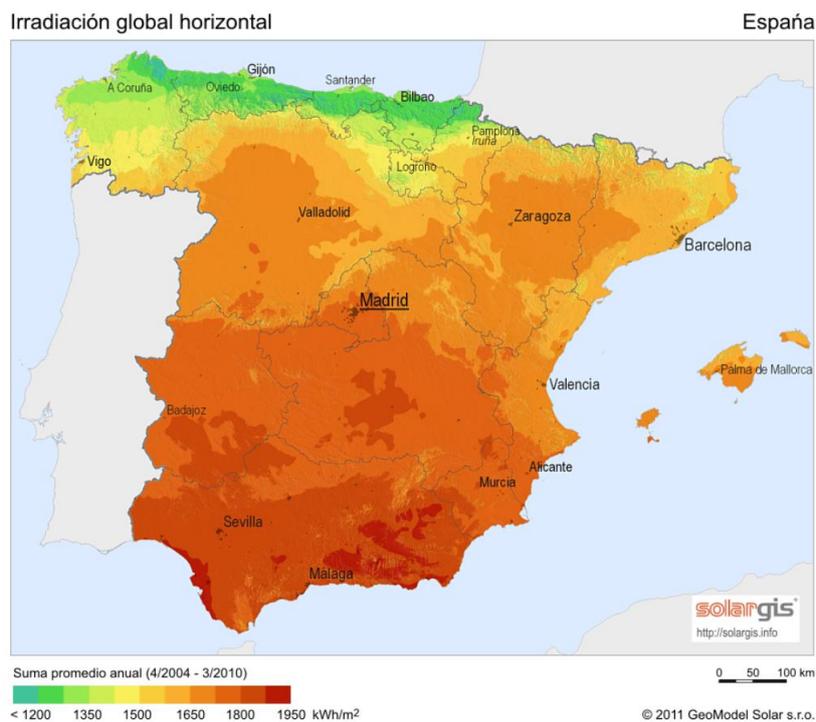


Figura 11: Media anual de irradiación solar horizontal (GHI) en el territorio español. Fuente: Solargis.

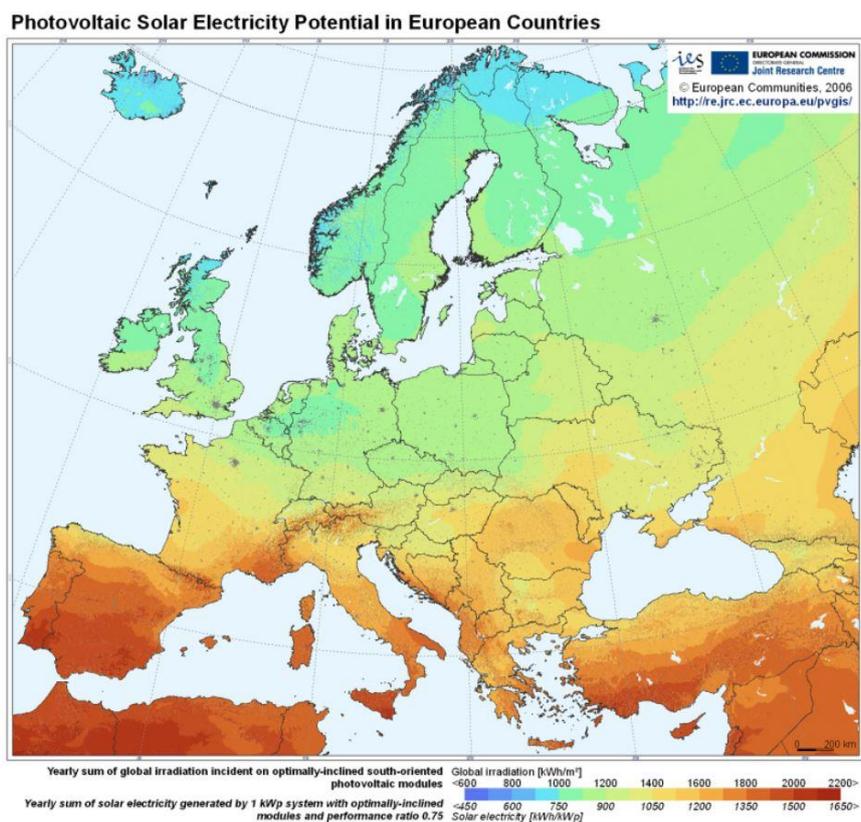


Figura 12: Media anual de irradiación solar en el marco europeo. Fuente: The European Commission's Joint Research Centre, Institute for Environment and Sustainability.

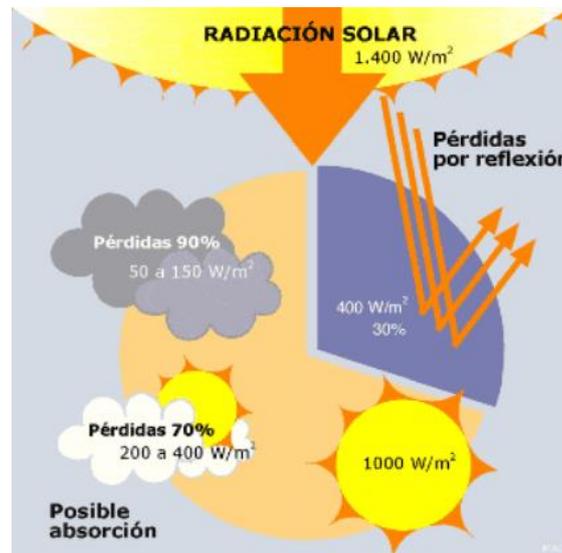


Figura 13: Gráfico que muestra la intensidad solar (irradiancia) que recibe la Tierra tras la porción de pérdidas por reflexión (azul), siendo 1000 W/m^2 para un día soleado, o tras las pérdidas de día nublado (70%) o de lluvias (90%), quedando entre 400 y 50 W/m^2 respectivamente.

Fuente: Ambientum-Enciclopedia medioambiental.

Ambos conceptos (irradiancia e irradiación solar) incluyen la energía/potencia proveniente de la radiación directa más la radiación difusa que, esparcida por la atmósfera, proviene del resto del cielo. Existe también la componente de radiación solar reflejada (también llamada Albedo), procedente de la reflexión de la misma sobre distintos objetos antes de incidir en la superficie mencionada. Sin embargo, esta no se tiene en consideración en los cálculos que abarca este marco; si bien cabe mencionar que existen investigaciones encaminadas en desarrollar la tecnología fotovoltaica hacia aprovechar también esta tercera componente de la radiación, por ejemplo los paneles bifaciales, interesante tecnología emergente pero fuera del alcance que abarca este proyecto.

2.1.2.1 - Concepto de Hora Solar Pico (HSP)

Este concepto adquiere relevancia a la hora de referirse o calcular la producción o energía disponible de un sistema fotovoltaico; también es útil para comparar el potencial solar de dos sitios. Las 'horas solares pico' pueden definirse como el número de horas al día con una hipotética irradiancia de 1.000 W/m^2 que en su conjunto suman la misma cantidad de irradiación total que la real de ese día, es decir, son equivalentes. Viéndolo representado en la gráfica de curva de irradiancia solar (ver figura 14), sería un rectángulo cuya altura es el valor de 1.000 W/m^2 y su base es el número de horas solares pico (HSP), por lo tanto, siendo el área de dicho rectángulo del mismo valor que el área bajo la curva (su integral).

En otras palabras, las HSP se refiere al número de horas durante las cuales un panel podría estar generando su potencia pico, la que se produce cuando incide sobre él la irradiancia máxima terrestre de 1000 W/m^2 .

Una hora solar pico equivale a 1 kWh/m^2 . Se utiliza como modo de contabilizar la energía recibida del sol agrupándola en paquetes, siendo cada paquete 'una hora recibiendo 1000 W/m^2 '.

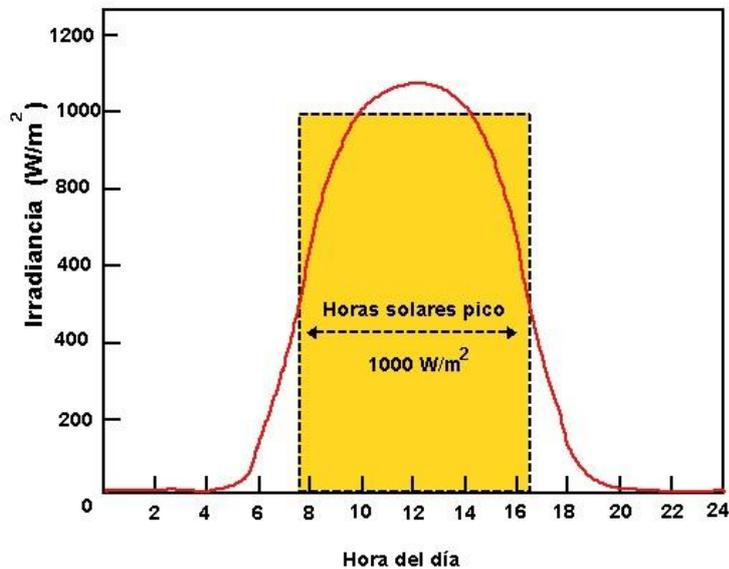


Figura 14: Esquema de las HSP en una curva 'tipo' de irradiancia. Fuente: CalculationsSolar.

Si se desea calcular el valor de HSP, se divide el valor de la irradiación incidente (integral de la curva de irradiancia) entre el valor de la potencia de irradiancia en condiciones estándar de medida (STC), puesto que es en esas condiciones donde se cumplen las características eléctricas de los módulos fotovoltaicos. Ese valor de irradiancia en STC son los mencionados 1000 W/m^2 . Es decir, si se dispone de los datos de irradiación solar de un determinado día y se divide entre 1000 se obtienen las HSP.

Establecer las HSP es una manera también de definir la energía total incidente (la irradiación, G) a lo largo del día en una ubicación. Cabe mencionar que si G se mide en $\text{kWh/m}^2\text{día}$, entonces $\text{HSP} \equiv G$.

2.1.2.2 - Geometría Solar

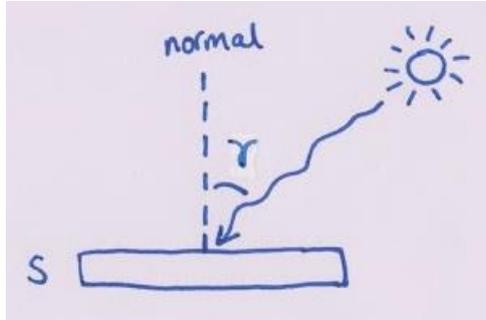
Para poder determinar la orientación e inclinación óptima de los paneles de instalaciones fotovoltaicas en cualquier caso dado, es fundamental tener conocimientos sobre la geometría solar.

Primero se ha de tener en cuenta que para obtener la máxima producción energética fotovoltaica siempre va a interesar que los rayos solares incidan de manera perpendicular al panel. En base a los conceptos presentados en el punto anterior se tiene lo siguiente.

La intensidad de radiación sobre un plano decrece de forma proporcional al coseno del ángulo de incidencia solar en relación a la normal de una superficie, atendiendo a la siguiente expresión:

$$G = E \cdot S \cdot \cos(\gamma) \cdot t,$$

siendo:



G: irradiación (Wh/m²)

E: irradiancia (W/m²)

S: superficie (m²)

t: tiempo (s)

γ: ángulo entre el rayo solar y la normal (º)

Figura 15: Representación visual del ángulo entre el rayo solar y la normal a la superficie donde incide. Fuente: Creación propia a mano alzada.

Por lo tanto, de lo anterior se deduce que la superficie de interés S (en este caso el panel fotovoltaico) recibirá la mayor energía (en irradiación G) de la luz solar maximizando el $\cos(\gamma)$, es decir cuando éste valga 1, y para ello $\gamma=0^\circ$, es decir, cuando el rayo solar incide de manera perpendicular a la superficie, en dirección de la normal.

La posición del Sol varía con el ciclo diario además de con el ciclo estacional anual a raíz del movimiento rotacional de la Tierra a su alrededor y también en torno a su propio eje, por lo tanto, una manera de aprovechar la irradiación al máximo es disponer de una superficie con seguimiento a dos ejes incorporado, de manera que sigue el recorrido Este-Oeste de la trayectoria solar, con tal de mantener constantemente $\gamma=0^\circ$; a su vez otro eje que lo hace rotar a medida que el Sol cambia su altura en su trayectoria anual, estando más incorporado (mayor inclinación) en invierno cuando el Sol está más bajo y estando más recostado (más horizontal) en verano cuando el Sol está más alto, con tal de mantener también en todo momento $\gamma=0^\circ$ y por tanto la máxima incidencia de irradiación solar, obteniendo la máxima producción energética.

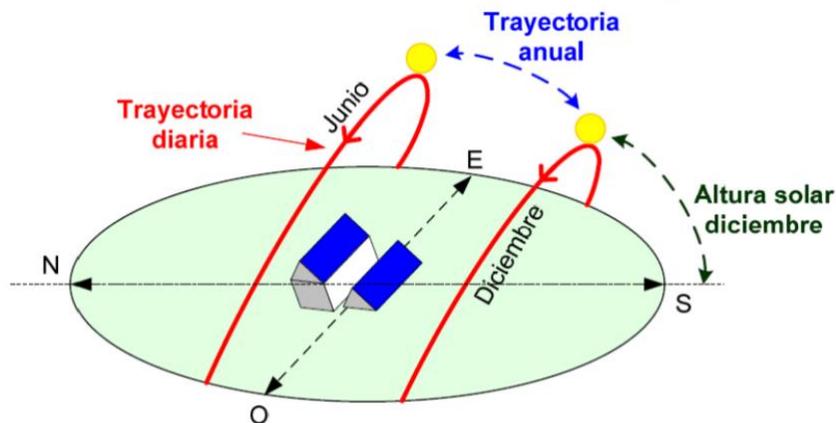


Figura 16: Trayectoria solar diaria (en rojo) y anual (en azul), en el hemisferio norte. Fuente: EE1028 - Instalaciones de EERR - UJI.

Si no se realiza un seguimiento, con tal de optimizar el diseño de la instalación FV fija, la irradiación incidente va depender críticamente de dos ángulos que se han de decidir y fijar:

- La orientación (α): ángulo entre la normal a la superficie (proyectada) y la línea que marca el sur geográfico. También llamado ángulo azimutal del panel. Ver figura 17.

En instalaciones realizadas en el hemisferio norte los paneles obtienen su máxima irradiación con orientación hacia el Sur ($\alpha=0^\circ$); y en el hemisferio sur es al contrario, es decir, con orientación hacia el Norte. Las pérdidas de potencia por cada grado de desviación con respecto a la orientación óptima suponen del orden de un 0.2% por cada grado. Sin embargo, la orientación óptima dependerá de la situación de cada caso en particular, de las características de las cubiertas existentes, del espacio disponible, entre otras variables.

- La inclinación (β): ángulo de la superficie de interés (el panel) con respecto a la horizontal. Ver figura 17. En invierno interesa un ángulo grande de inclinación porque el Sol está a mayor altura y en verano interesa un ángulo menor de inclinación porque el Sol está a menor altura.
 - En la práctica se suele adoptar una inclinación fija tomando como regla general la latitud del lugar menos 10° (dimensionada para aprovecharla en igualdad todo el año).
 - En caso de dimensionar la instalación para uso prioritario en invierno se suele adoptar una inclinación igual a la latitud del lugar más 10° . Por ejemplo en los casos donde los meses más críticos de consumo son los de invierno.
 - En caso de ser una instalación de uso preferente en primavera/verano se tomaría una inclinación igual a la latitud.

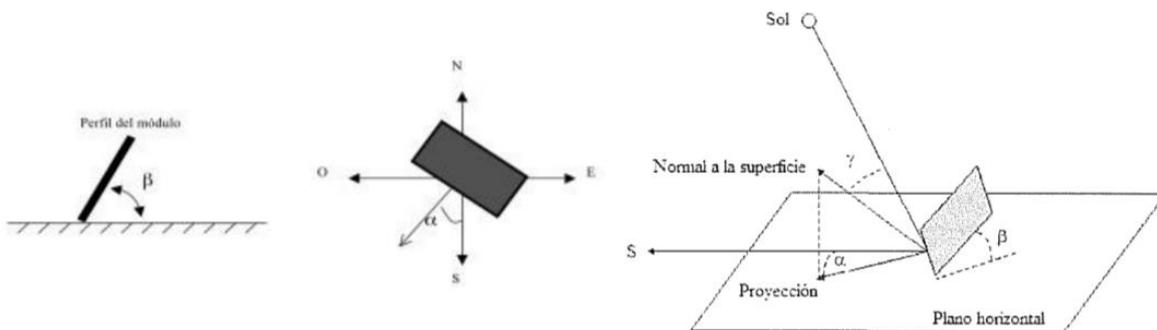


Figura 17: Esquemas de la inclinación y orientación. Fuente: EE1028 - Instalaciones de EERR - UJI.

Respecto a la selección de la inclinación, ésta depende principalmente de la ubicación de la instalación FV, lo cual queda definido por la latitud geográfica. Esta magnitud es la distancia en grados respecto del ecuador a la que se encuentra el paralelo que pasa por la ubicación considerada. La altura máxima del sol, y por tanto la inclinación de éste sobre la superficie de los paneles varía a lo largo de las estaciones anuales, siendo mayor en verano y menor en invierno como se ha comentado. Se puede comprobar cómo la altura máxima del sol presenta un ángulo complementario a la latitud del lugar considerado durante los equinoccios. De tal manera, para una localización en el ecuador, cuya latitud es 0° , los rayos solares forman un ángulo de 90° con la horizontal terrestre, conviene colocar los paneles con inclinación de 0° ; de la misma manera, en un lugar de latitud 40° , los rayos solares forman un ángulo de 50° con la horizontal terrestre, conviene colocar los paneles con inclinación de 40° . Ver figura 18. Las directrices más comúnmente empleadas en la práctica se han descrito anteriormente.

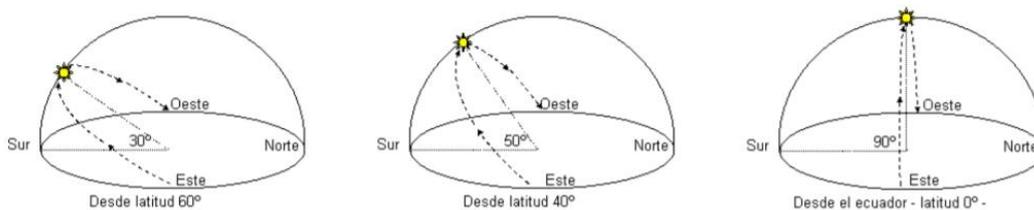


Figura 18: Relación complementaria latitud-inclinación conveniente. Fuente: EE1028 - Instalaciones de EERR - UJI.

2.2 - Tipos de instalaciones fotovoltaicas

Se clasifican las instalaciones FV en dos grandes grupos distintos según si dispone de conexión previa o ausencia de ella a una red de suministro eléctrico:

A. Instalación aislada: también llamada off-grid, permite el suministro energético en aquella vivienda, nave u otra instalación donde no existe ninguna conexión con la red eléctrica, es decir no hay previa instalación eléctrica ni contrato con compañía eléctrica. Se realizan en lugares donde sin la instalación FV no habría suministro de electricidad, ya sea por decisión propia del propietario, o bien por la complejidad del suministro de la red, la distancia o el terreno en el que se encuentra.

B. Instalación de conexión a red: aquella que se instala en viviendas, naves u otra infraestructura donde ya existe previo suministro energético por parte de la compañía eléctrica.

B.1) **Instalación de venta de energía:** aquella en la cual se genera energía no para utilizarla directamente, sino que se vierte a la red eléctrica como una acción de venta, para su posterior uso por otros consumidores conectados también a la red; tras dicho vertido, se encarga de ella el organismo pertinente que gestione la energía en dicho territorio, en este caso REE (Red Eléctrica Española).

B.2) **Instalación de autoconsumo:** instalación de conexión a red en la cual se desea por ejemplo reducir el consumo de la factura eléctrica, mediante el aporte proporcionado por las placas fv, el cual servirá para autoabastecer los consumos eléctricos. Esta tipología es la que atañe al presente proyecto y de la cual se verán más adelante las modalidades a las que uno se puede acoger para tramitar la instalación, según lo definido en la normativa actual vigente.

En ocasiones la clasificación anterior se entiende como 3 grupos distintos, en la cual está la aislada, la de conexión a red (que hace referencia implícitamente a venta de energía a red) y por último la de autoconsumo que a su vez se puede dividir en instalación de autoconsumo conectadas a red, o bien de autoconsumo aisladas. Incluso puede incluirse un grupo adicional, el de instalación de autoconsumo compartido, el cual se está comenzando a implementar para suministrar a un complejo de viviendas. Pero para este proyecto se ha presentado de esta manera para evitar confusiones, puesto que como se verá en las modalidades, se emplea el concepto de “instalación de autoconsumo” entendiendo que ya dispone de conexión a red y la instalación FV le complementa.

En los subapartados siguientes se incluye más de información, como ejemplos y esquemas sobre la clasificación anterior.

2.2.1. Instalación aislada

Estas pueden desde utilizarse simplemente para encender una luz de señalización de carretera, hasta alimentar a todo un vecindario a nivel de microgrid (microrred). Los sistemas de FV para autoconsumo aislado no es algo exclusivo en viviendas, puede servir para un sinnúmero de situaciones y aplicaciones diferentes. Se tienen los siguientes ejemplos aplicados:

- Iluminación: carteles publicitarios, alumbrado público, paradas de autobuses, luces en jardines...
- Señalización: señales en carreteras, boyas meteorológicas, pasos a nivel...
- Telecomunicaciones: repetidores de señal, postes SOS de carreteras...
- Electrificación rural: viviendas lejos de zonas urbanas donde no alcance el suministro de red eléctrica pública; aldeas; refugios de montaña; viviendas aisladas o de ocupación periódica; o bien para aquellas comunidades que viven en regiones en países subdesarrollados; etc.

- Uso agrícola y ganadero: bombeo solar; riego; electrificación de cercas...
- Otros: estaciones de medida ambiental, autocaravanas, juguetes, dispositivos electrónicos diversos...

En la siguiente figura 19 se puede observar el esquema habitual de los elementos y su interconexión en una instalación FV aislada en una vivienda. En estas es imprescindible contar con un sistema de almacenamiento de energía, habitualmente baterías, para garantizar autonomía. También se les suele acompañar con un sistema de apoyo adicional, como un generador de combustible, en caso de que la instalación FV no pudiese generar, hubiese poca radiación o mucha demanda durante periodos de tiempo prolongados. Cabe destacar que con frecuencia actualmente el regulador de carga de las baterías viene incorporado en el mismo inversor (denominado inversor-cargador). Se puede ver la parte azul siendo de corriente continua y la roja de alterna. Además, estos inversores suelen tener una entrada en AC para abastecerse con el generador de combustible externo comentado para garantizar la autonomía; mediante este terminal AC también se puede realizar una interconexión con una red que conecta una comunidad de vecinos, o microgrids a diversas escalas. Estos inversores, en aplicaciones que incluyen bombeo o riego, suelen llevar incorporado un variador de frecuencia para el control preciso y automático de las bombas eléctricas.

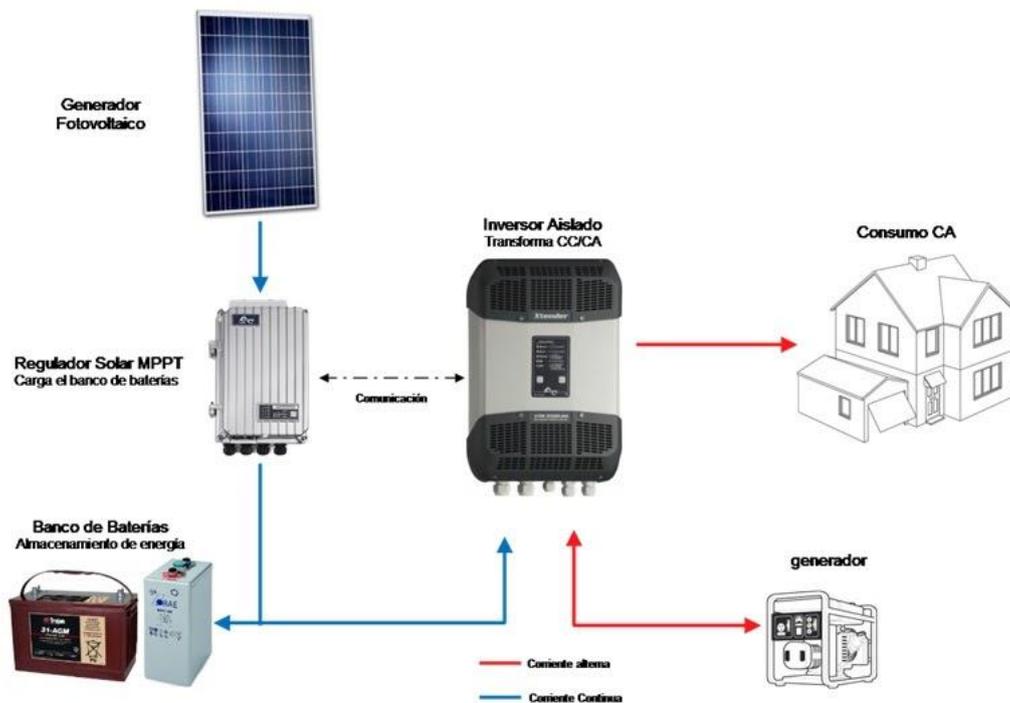


Figura 19: Esquema general habitual de una instalación fv aislada en vivienda. Fuente: Flux Solar.

2.2.2. Instalación de conexión a red

- De venta de energía:
 - Centrales fotovoltaicas: también denominados huertos solares, son centrales de generación eléctrica únicamente mediante tecnología fotovoltaica. En ellas normalmente se reúnen diversas instalaciones FV de distintos propietarios, con la finalidad de vender toda la electricidad generada. Al estar diversas instalaciones ubicadas en un mismo emplazamiento compartiendo infraestructura y servicios, facilita las operaciones de mantenimiento, vigilancia, seguridad...

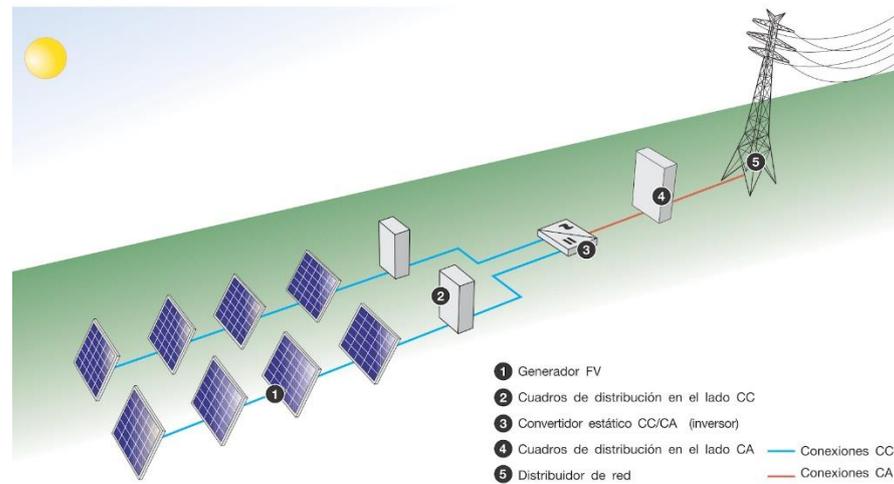


Figura 20: Esquema general de una central fotovoltaica. Fuente: GlobalElectricity.

- En edificaciones: instalaciones fv grandes en edificaciones como naves industriales, en las cuales por ejemplo se instala, bien en cubierta, bien en integración arquitectónica, un conjunto generador fotovoltaico, que además de cubrir las demandas del edificio, también vende a la red. Se verá este caso en las modalidades de la normativa, que se presentará más adelante.
- De autoconsumo:
Se observa en el siguiente esquema que se tiene conexión de red eléctrica además del aporte fotovoltaico. Estas instalaciones ofrecen la ventaja de una generación distribuida en lugar de centralizada, lo cual supone uno de los puntos fuertes de la transición energética. Además, al producirse la energía cerca del área de consumo, tiene menores pérdidas que la producida en grandes centrales tradicionales y centralizadas, en las que existen pérdidas en las líneas de transmisión, y costes de transporte. Además, esta producción se tiene durante el día, cuando la demanda es mayor que en periodo nocturno.

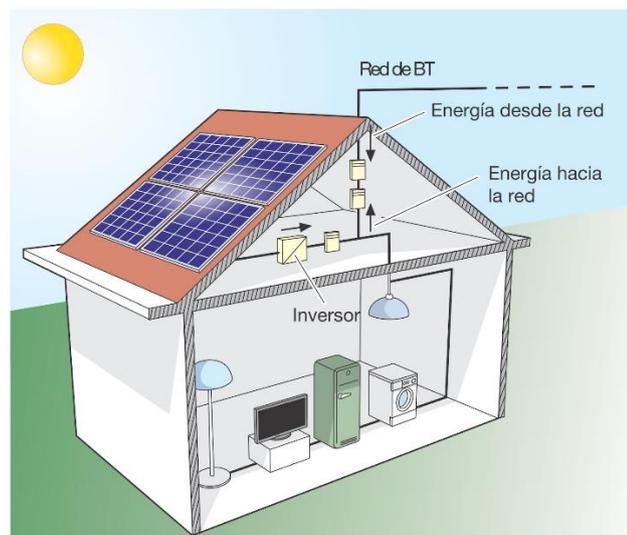


Figura 21: Edificación (vivienda o nave industrial) con instalación fv conectada a red, de autoconsumo. Fuente: GlobalElectricity.

2.3 - Características del módulo

2.3.1 - Curva I-V

La curva I-V es la curva característica de un panel fotovoltaico que, mediante una gráfica de los valores de corriente y tensión, representa sus puntos de funcionamiento según las condiciones ambientales.

Como se puede observar en el ejemplo de la siguiente figura 22, se tiene un punto de trabajo de tensión y corriente para el cual se obtiene la máxima potencia de salida, denominada Pmp, y a los valores de trabajo correspondientes, Imp y Vmp. El valor máximo de tensión que puede dar el panel es la tensión de vacío (Voc), cuando la intensidad que da el módulo es cero, por definición, es decir, cuando no se le ha conectado carga y por ello se encuentra en vacío. Asimismo, el máximo valor de intensidad es el de cortocircuito (Isc) cuando no existe prácticamente resistencia y por ello la caída de tensión es cero.

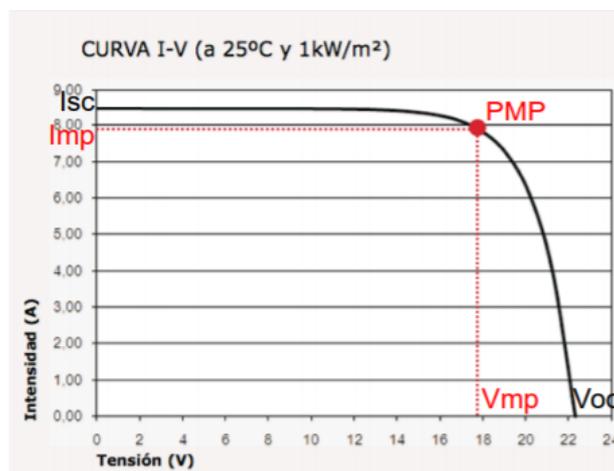


Figura 22: Ejemplo de Curva I-V para un panel Atersa modelo A-150P. Fuente: Ficha técnica Atersa.

El comportamiento de los módulos fv (su curva I-V, así como sus características y valores nominales de las fichas técnicas) en general vienen dados bajo las condiciones estándar de medida, CEM ó STC, aceptadas internacionalmente que se definen por:

- Irradiancia solar = 1000 W/m²
- Temperatura de célula = 25°C
- Distribución espectral ⁽¹⁾ = AM 1,5 G

Cabe tener en cuenta que existen otras condiciones distintas a las estándar de medida en laboratorio anteriores, que se asemejan más al comportamiento real del panel, como las condiciones TONC. Se refiere a aquellas en las que la célula se encuentra a temperatura de operación nominal, es decir, aquella que alcanza cuando se somete al módulo a irradiancia de 800 W/m² con AM1,5G, temperatura ambiente 20°C y velocidad del viento de 1m/s. Para tener un comportamiento fiel de trabajo del panel con estas circunstancias se debe recalculan los parámetros de la curva característica. Para ello se pueden calcular las modificaciones que introducen los nuevos valores de irradiancia y temperatura respecto a los STC de referencia, trivialmente mediante fórmulas de conversión.

⁽¹⁾ El espectro se refiere a la naturaleza espectral (del espectro electromagnético) de la luz solar. Se define un espectro estándar que sirve habitualmente para poder realizar comparaciones del comportamiento de las células solares para diferentes zonas horarias y localizaciones. El espectro estándar para la superficie de la tierra se denomina AM 1,5 G. El término AM (del inglés "Air Mass") se refiere a la masa de aire que atraviesa la radiación en la atmósfera. El número que le acompaña indica la longitud normalizada con respecto a la menor longitud posible, es decir, cuando el sol incide directamente. La letra G indica que se trata de radiación global, que incluye la directa y la difusa.

Los valores de la curva I-V de funcionamiento de un panel varían al variar la irradiancia y la temperatura. Cuando disminuye la irradiancia respecto a la estándar (1kW/m^2), manteniendo la temperatura, supone también una reducción de los valores de intensidad de salida del panel. Por otro lado, la temperatura afecta a la tensión de manera proporcionalmente inversa, es decir, manteniendo un valor de irradiancia, al aumentar la temperatura, disminuye la tensión y por tanto la potencia producida; mientras que al disminuir la temperatura, aumenta la tensión y con ella la potencia producida. Cada panel tiene sus coeficientes de temperatura concretos que provocan las variaciones de los distintos parámetros; éstos se dan en sus fichas técnicas.

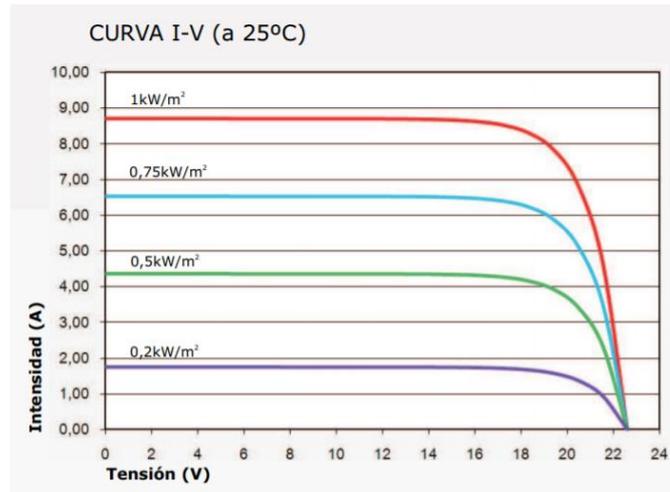


Figura 23: Variación de la I con la irradiancia, para un panel Atersa modelo A-150P. Fuente: Ficha técnica Atersa.

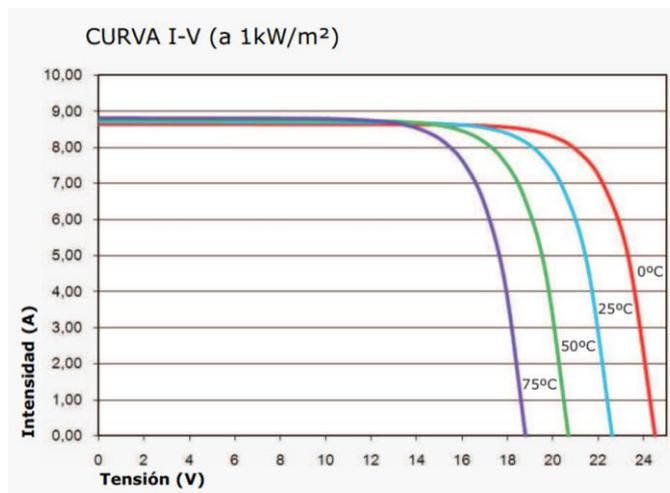


Figura 24: Variación de la V con la temperatura, para un panel Atersa modelo A-150P. Fuente: Ficha técnica Atersa.

A partir de la curva I-V se puede obtener una segunda curva de funcionamiento del panel, la curva P-V (mostrada en línea roja discontinua en la figura 25), la cual indica la potencia de salida de un módulo según su tensión. Se observa que se obtiene el pico de máxima potencia en el mismo punto de funcionamiento de I_{mp} y V_{mp} de la curva I-V.

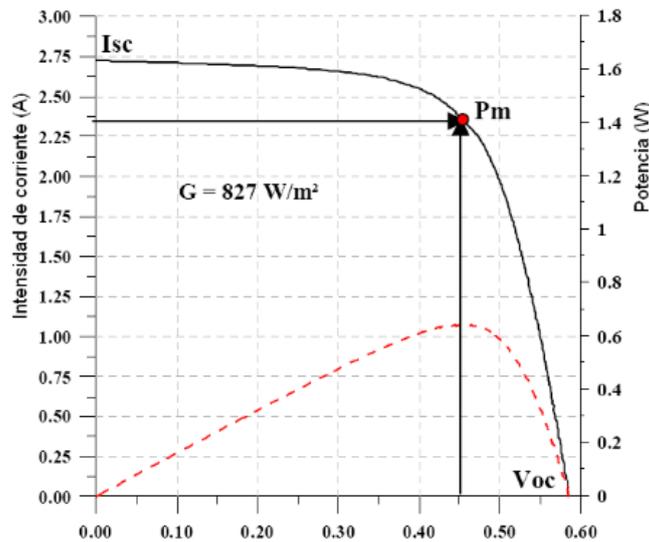


Figura 25: Curva P-V en rojo y curva característica I-V en negro, de una célula fv básica de 100cm² Fuente: FPUNE Paraguay, proyecto “Estación Solar”.

2.3.2 - Diodos de protección

A lo largo de la vida útil del panel, en ocasiones el panel se verá afectado por sombras, a causa de elementos que puedan posarse temporalmente encima como hojas, pájaros, etc. Es de vital importancia que el panel disponga de elementos de protección para que su funcionamiento no se vea mermado ni existan averías en algunas células del módulo. Estos elementos son los diodos de protección y los hay en dos disposiciones distintas: los diodos de bypass y los diodos de bloqueo. Cada uno cumple la función de proteger al panel contra dos situaciones posibles. En la siguiente figura se puede ver, además de los distintos elementos del panel, la ubicación de los diodos de protección. Estos están normalmente encapsulados en un cajetín estanco en la parte posterior del panel, por donde salen los terminales de conexión.



Figura 26: Partes de un panel FV convencional. Fuente: EE1028 - Instalaciones de EERR - UJI.

- Diodos Bypass:** Estos mitigan (no eliminan) los efectos de sombras en ciertas partes de los módulos fotovoltaicos. Cuando sucede una sombra en una célula, ésta no recibe radiación y por lo tanto su intensidad de salida se hace nula, quedando en circuito abierto. Para evitar que el circuito abierto anule la intensidad de todas las células de su misma serie, se introducen estos diodos para ofrecer un camino alternativo,

evitando que anule el funcionamiento del panel completo. Se suele incorporar un diodo por cada conjunto de agrupación de células enseriadas. En la figura 27 se muestra unas secuencias de simulación que clarifica el funcionamiento de estos diodos.

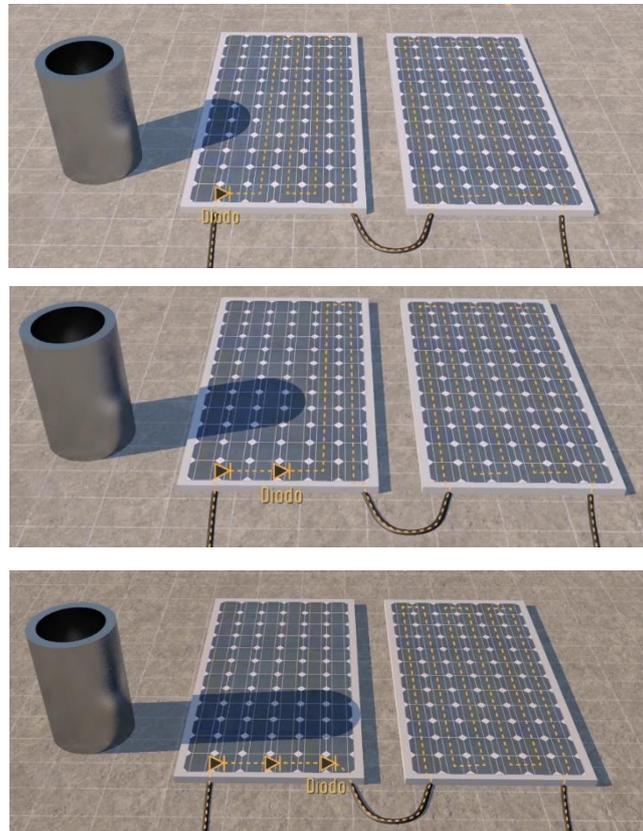


Figura 27: Tres secuencias de simulación de sombra que ilustra el funcionamiento de los diodos bypass. Fuente: CCEEA.

Se observa en la primera imagen cómo mientras la sombra entra a afectar a las primeras tiras de células, el primer diodo se activa, causando que la corriente se desvíe de las dos primeras columnas de celdas, y dejando los dos tercios restantes del panel en funcionamiento normal. En la siguiente imagen la sombra avanza a través del módulo y el segundo diodo de bypass se activa, por lo que el módulo genera un tercio de su capacidad. En la tercera imagen la sombra bloquea el módulo completamente anulando su producción, sin embargo los diodos de bypass permiten que la corriente fluya en la dirección que llevaba, y así no anular la producción de los otros paneles enseriados. Esta simulación adquiere gran relevancia para visualizar y comprender la importancia de la colocación de los módulos según las posibles sombras circundantes a las que se pueda ver sometida la instalación. Con ello en mente, se puede afirmar que será menos perjudicial que una sombra afecte a un módulo de manera longitudinal que de manera transversal como es el caso de la simulación de dicha fig.27; ya que, aunque la sombra transversal observada permite que el panel siga funcionando gracias a los diodos, el rendimiento que da se ve mucho más disminuido que una sombra longitudinal, ya que afecta a un mayor número de series de paneles.



Figura 28: Esquema del funcionamiento de los diodos de bypass. Fuente: EE1028 - Instalaciones de EERR - UJI.



Figura 29: Ejemplo de esquema (izquierda) y fotografía (derecha) de J.Box de la parte trasera de panel fv, con 2 y 3 diodos de bypass respectivamente. Fuente: Canal Solar.

Los diodos de bypass también sirven para reducir el riesgo de sobrecalentamiento que produce el sombreado de un panel, en cuyo caso parte de las células se comportarían como resistivas, pasando de productoras a consumidoras de energía, y disipando calor. La explicación de esto requiere tener en mente los puntos anteriores del presente proyecto, donde se ha explicado que una célula consiste básicamente de una unión p-n, lo que se puede modelar eléctricamente como la actuación de un diodo (no confundir con los de protección) en paralelo con una resistencia y una fuente de intensidad. Si la célula no recibe radiación, no puede suministrar corriente por lo que se comporta como un circuito abierto. Dicho diodo no dejará pasar la corriente en este sentido, por lo que la circulación de la misma será a través de la resistencia interna de la célula. En módulos pequeños no hace falta esta protección ya que no alcanza elevadas temperaturas y no llega al punto de riesgo de ruptura.

Este fenómeno de sobrecalentamiento provoca zonas denominadas *hot spots*, las cuales se pueden identificar con una cámara termográfica, como muestra la figura 30.

Incluso en caso de avería de un panel, las tensiones del panel se reajustan cambiando de dirección algunas corrientes, lo que también provocaría que la célula averiada pasase a consumir corriente en lugar de generarla. Los diodos de bypass minimizan este problema.



Figura 30: Módulo afectado por hot spots provocado por sombreado y analizado con cámara termográfica. Fuente: Canal Solar.

Como se observa en la figura 30, no hay puntos calientes en la parte completamente sombreada, ya que el diodo de derivación (de bypass) desvía la corriente. Sin embargo, hay una pequeña porción de sombra que no es suficiente para activar el segundo diodo de derivación. En esta región hay un punto caliente (hot spot) con una temperatura de 110,5°C.

De esto se deriva la gran importancia de evitar sombras en la etapa de diseño del sistema, además de un buen mantenimiento de suciedades, no sólo para mantener la máxima producción sino por este tema de *hot spots*, o puntos calientes. Será conveniente e interesante, tanto para evitar al máximo las pérdidas de energía debidas al sombreado como para proteger la cadena de posibles daños, escoger paneles fv durante el diseño, que contengan en su caja interior (j.box) al menos tres diodos de bypass.

- **Diodos de bloqueo:** protegen al panel evitando que el flujo de corriente se invierta entre bloques de paneles fotovoltaicos cuando éstos se conectan en paralelo, cuando en uno o varios de ellos se produce sombra y por tanto su tensión es inferior a la del resto. Si no estuviesen estos diodos, al ser inferior la tensión en el panel sombreado respecto al resto de paneles generadores de tensión, entonces la corriente circularía hacia ellos, actuando como consumidores de energía en vez de generadores, pudiendo averiarse. También evita, en instalaciones con conexión de baterías, que la batería pueda descargarse a través del panel cuando éste no funciona por falta de radiación o por sombras.

Estos diodos suelen estar incorporados en la caja de conexiones que agrupa los diversos ramales de paneles conectados en paralelo. Cabe decir que si el sistema está controlado por un regulador (habitualmente ya es función del propio inversor), se puede prescindir de dichos diodos adicionales, puesto que vienen integrados en el mismo.

En la figura 31 se puede observar un esquema de donde se situarían los diodos de bloqueo, y en la figura 32 se puede ver la localización de ambos diodos de protección comentados: los de bypass (derivación) y los de bloqueo.

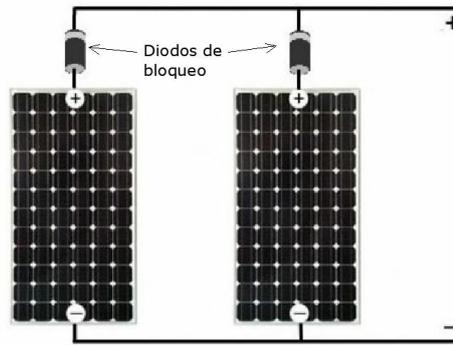


Figura 31: Localización de diodos de bloqueo para paneles conectados en paralelo y/ó a una batería. Fuente: MPPT Solar.

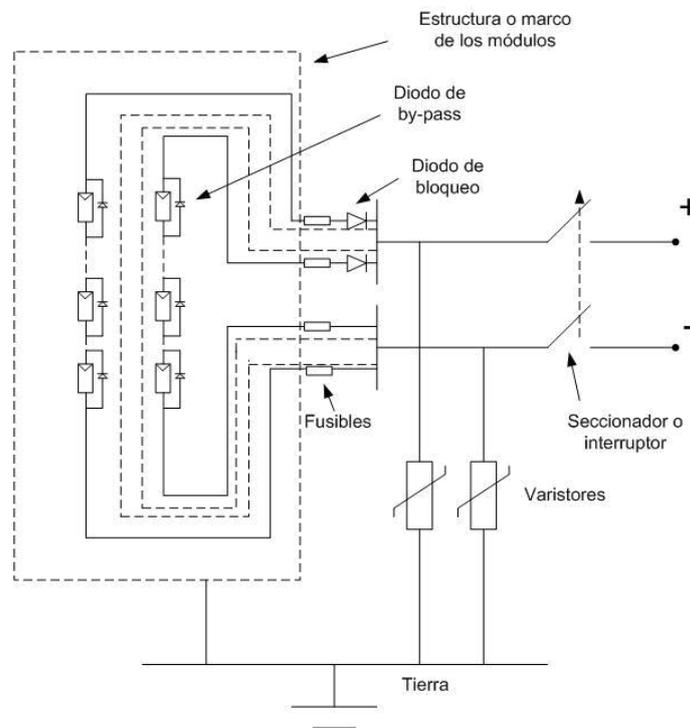


Figura 32: Localización de ambos diodos de protección de un módulo. Fuente: OPEX Energy.

2.4 - Seguimiento del punto de máxima potencia, MPPT

Como se ha visto anteriormente, en la curva I-V de un panel existe uno de entre todos los puntos de funcionamiento de la curva donde se obtiene la máxima potencia extraíble de dicho panel, el punto $P_{mp} = V_{mp} \cdot I_{mp}$, localizado en el codo de la curva característica; dicho punto se denomina punto de máxima potencia (MPP). Existen técnicas para maximizar la extracción de potencia de un panel fotovoltaico en todas las condiciones, y la más empleada actualmente en este sector es la que procura que el panel se mantenga funcionando en dicho punto MPP. Esta técnica se llama seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT, del inglés *Maximum Power Point Tracker*).

El propósito del sistema MPPT es continuamente muestrear la producción de las células FV y aplicar la resistencia (carga) apropiada para obtener la potencia máxima para cualquiera de las condiciones medioambientales dadas, las cuales pueden ser muy variables. Los dispositivos MPPT se integran típicamente en un sistema electrónico, convertidor de potencia eléctrica; bien puede ser el denominado regulador de carga o bien estar incorporado en el propio inversor.

Básicamente ajusta de manera continua la impedancia observada por la matriz solar con el fin de mantener el funcionamiento del sistema FV en el punto de potencia pico del panel fv o lo más cerca posible, con las condiciones cambiantes mencionadas como irradiancia solar, temperatura y carga de demanda. Esto lo hace mediante un algoritmo específico. Existen diversos algoritmos; los más habituales son los siguientes:

-*Perturbación y observación (P&O)*: perturba la tensión de funcionamiento y en función de las salidas, realiza modificaciones para garantizar la potencia máxima.

-*Conductancia incremental*: compara la conductancia incremental con la conductancia instantánea del sistema FV. En función del resultado, aumenta o disminuye la tensión hasta que se alcanza el punto de máxima potencia MPP. Al contrario que con el algoritmo de P&O, la tensión permanece constante una vez alcanzado el MPP.

-*Tensión a circuito abierto fraccional*: este algoritmo se basa en el principio de que la tensión del punto de máxima potencia, V_{mp} , es siempre una fracción constante de la tensión a circuito abierto, V_{oc} . La tensión a circuito abierto de las celdas de la matriz fotovoltaica se mide y utiliza como entrada para el controlador.

Este último algoritmo se puede ver modelado en un ejemplo empleando Simulink, como muestra la figura 33, el cual se incorpora dentro de la unidad del procesador inteligente del regulador de carga (convertidor dc-dc).

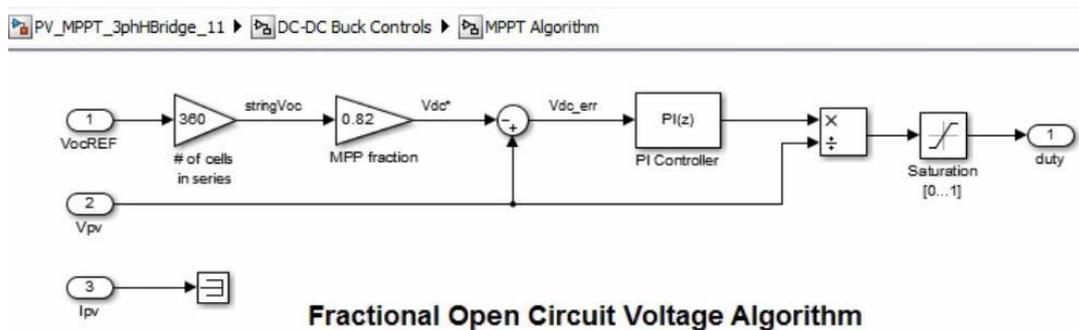


Figura 33: Simulación en Simulink (Matlab) del algoritmo de tensión a circuito abierto fraccional. Fuente: MathWorks

La importancia de estas explicaciones relacionadas con el seguimiento MPPT radica principalmente a la hora de entender el conexionado de los strings fotovoltaicos en un inversor.

A continuación, en la figura 34, se puede ver un esquema eléctrico de un inversor con seguidor MPPT incorporado en la etapa del regulador. Se tiene 4 MPPT's, uno por cada dos terminales de entrada DC del inversor. Lo cual significa que los dos strings que se conecten a ese mismo seguidor, operarán de manera similar para funcionar a su punto óptimo. Por lo tanto, es de vital importancia que esos dos strings que corresponden a un mismo seguidor sean series de paneles dispuestos en la misma orientación e inclinación, que vayan a trabajar en condiciones muy similares (en caso de sombras, por ejemplo), para que en caso contrario no se viera afectado uno de los strings funcionando mejor que otro pero limitado/condicionado por el de menor producción.

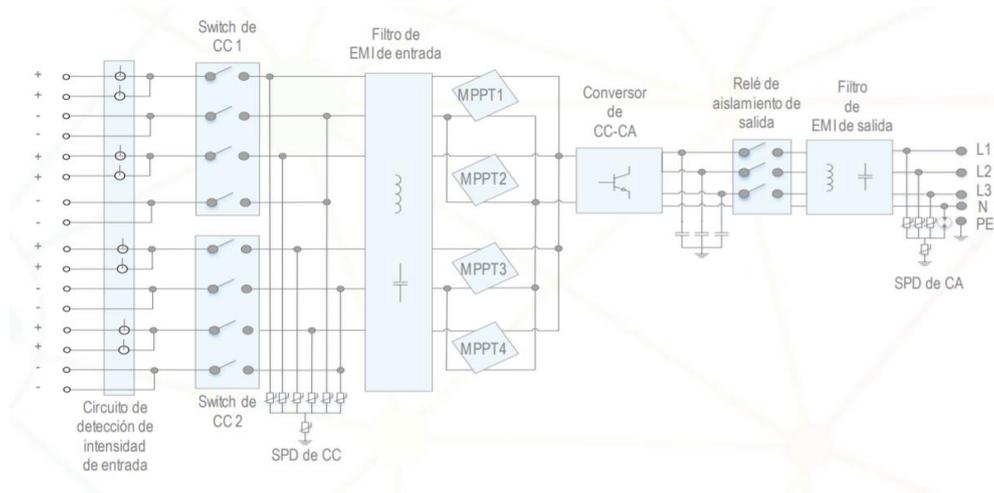


Figura 34: Esquema eléctrico de un inversor con seguidores MPPT independientes. Fuente: Catálogo HUAWEI SUN2000-36KTL.

Lo comentado anteriormente se puede observar también en la siguiente figura 35, en la cual aplicado lo susodicho, las entradas 1y2, 3y4, 5y6, 7y8 corresponden entre ellas respectivamente a un mismo seguidor tal y como se indica.

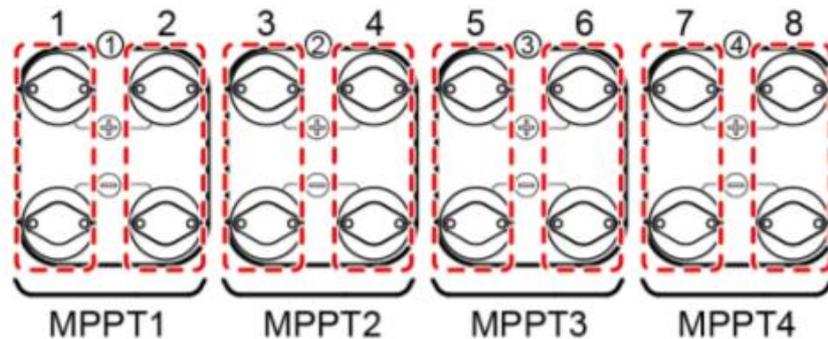


Figura 35: Terminales del mismo inversor que corresponden a un mismo seguidor MPPT. Fuente: Catálogo HUAWEI SUN2000-36KTL.

2.5 - Situación nacional de la energía fotovoltaica: Contexto normativo.

Tras un largo periodo de paralización a nivel nacional en España del fomento a la energía fotovoltaica, causado por una poco favorable y limitante normativa en este sector, con la entrada en vigor el 5 de Abril de 2019 del nuevo Real Decreto 244/2019, ha habido un giro drástico y mejora considerable, viéndose impulsado dicho sector de nuevo y teniendo un resurgimiento potente que está dando lugar a gran cantidad de nuevas instalaciones fotovoltaicas y a un interés por ellas que anteriormente se vio desmotivado, en especial por las instalaciones de autoconsumo como la del presente proyecto.

La situación global para la transición energética, y el mercado estatal demandaba un nuevo marco normativo para el desarrollo de las instalaciones de autoconsumo, que sustituyese al RD 900/2015. Atendiendo a esta petición, en octubre de 2018 se publicaba el RD-Ley 15/2018, que establecía las medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores, derogando anteriores medidas como el ‘impuesto al sol’, entre otras. En lo referente al autoconsumo, este RD-Ley modificó la normativa anterior, estableciendo lo que fueron las nuevas modalidades, que pasaron a ser dos: (i) el autoconsumo sin excedentes y (ii) el autoconsumo con excedentes; al igual que reguló el autoconsumo compartido. Asimismo, siguiendo con las directrices europeas, se produce la eliminación

de los cargos al autoconsumo, abriendo también la posibilidad a la compensación de excedentes y la simplificación administrativa de este tipo de instalaciones. Estas modificaciones se acaban instrumentando en el RD 244/2019, el cual da continuidad a lo establecido en el RDL15/2018.

Este nuevo RD244/19 regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. Sus principales aspectos a destacar se tratan en los subapartados siguientes.

2.5.1 - Características principales del nuevo RD 244/19

Las principales características que establece el RD244/19 de abril 2019 son:

- 1.) **3 modalidades de autoconsumo:** (i) sin excedentes, (ii) con excedentes acogidos a compensación y (iii) con excedentes no acogido a compensación.
- 2.) **Reglamentación del autoconsumo colectivo.**
- 3.) Para instalaciones fotovoltaicas, **la potencia instalada será la potencia máxima del inversor.**
- 4.) **Elimina las limitaciones el máximo de potencia** de generación instalada hasta la potencia contratada del consumidor asociado. En otras palabras, ya no es necesario que la potencia instalada sea menor o igual a la potencia contratada.
- 5.) Se permite que el consumidor y el propietario de la instalación sean personas físicas o jurídicas diferentes.
- 6.) **Simplificación de tramitación:**
 - a. Las instalaciones sin excedentes o las de excedentes de hasta 15kW no necesitan permisos de acceso y conexión.
 - b. Para instalaciones de hasta 100kW conectadas a baja tensión el contrato de acceso con la distribuidora será realizado de oficio por la empresa distribuidora.
 - c. Facilidad para el registro de autoconsumo.
- 7.) Establece el **régimen económico**. Se implantan varias posibilidades en función del tipo de autoconsumo:
 - a) Autoconsumo con excedentes pueden (i) **vender la energía en el pool**, o (ii) compensar mensualmente excedentes, mediante la valoración de la energía horaria excedentaria - **compensación simplificada de excedentes –**
 - b) El importe a compensar nunca podrá exceder la valoración mensual de la energía horaria consumida.
 - c) El productor acogido al autoconsumo con excedentes no acogida a compensación percibirá por la energía excedentaria vertida las contraprestaciones económicas pertinentes.
- 8.) **Inscripción automática en el registro de autoconsumo** para ciertos casos.
- 9.) Establece los **equipos de medida a instalar:**
 - a. De forma general, solamente hace falta un equipo de medida bidireccional en el punto frontera.
 - b. Los autoconsumos colectivos, con excedentes no acogidos a compensación con varios contratos de suministro o tecnología no renovable deberán contar con 2 equipos. Uno para consumo y otro para que mida la generación neta.
 - c. En ciertos casos se permite que el contador de medida se ubique fuera del punto de frontera.

2.5.2 - Nuevas modalidades de autoconsumo

Se entiende por autoconsumo la producción propia de los consumidores mediante generadores, para cubrir parte o toda la electricidad que precisan para sus consumos, ya sea una empresa, vivienda o cualquier otra instalación. En el nuevo RD244/2019 de abril, se establece (en los siguientes subapartados) la clasificación de modalidades a los que uno se puede acoger al instalar y tramitar una instalación FV para autoconsumo; ante la cual, podrá realizarse como individual ó colectivo. Es decir, como un único consumidor, o por contra, más de un consumidor asociado a las instalaciones de generación, debiendo pertenecer todos ellos a la misma modalidad de autoconsumo y haber comunicado a la distribuidora (directamente o a través de su comercializadora) un mismo acuerdo firmado por todos los participantes que recoja los criterios de reparto del autoconsumo, sea en función de la potencia de los consumidores, su aportación económica a la instalación de generación asociada o cualquier otro criterio. En ausencia notificación de acuerdo de coeficientes de reparto, la distribuidora los calculará de oficio en función de las potencias contratadas.

En cuanto al **autoconsumo colectivo**, podrá pertenecer a cualquiera de las modalidades de autoconsumo cuando éste se realice entre instalaciones próximas de red interior. Sin embargo, en caso de instalaciones próximas a través de red sólo podrá pertenecer a las modalidades de autoconsumo con excedentes.

Para ser considerada instalación **próxima de red interior**:

Está conectada a la red interior del consumidor o los consumidores asociados, o unida a través de líneas directas.

Para ser considerada instalación **próxima a través de la red**:

Está conectada en un punto externo a la red interior, de manera que la instalación generadora se une a los consumidores asociados utilizando la red pública de distribución o transporte. Las conexiones a través de red deben satisfacer al menos uno de los siguientes criterios:

- La conexión se realiza a red de BT que se deriva del mismo centro de transformación al que pertenece el consumidor.
- Que la distancia entre generación y los consumos conectados en baja tensión sea inferior a 500 metros.
- Estar ubicados la generación y los consumos en una misma referencia catastral según sus primeros 14 dígitos (con la excepción de las comunidades autónomas con normativa catastral propia).

2.5.2.1 - Autoconsumo sin excedentes

Se trata de instalaciones de autoconsumo que, aunque están conectadas a la red de distribución o transporte, no ceden en ningún momento energía a la red. Deben precisar de un sistema anti-vertido, o lo que es lo mismo, de vertido cero, de acuerdo con la ITC-BT-40, para que impida la inyección a red.

El titular del punto de suministro (consumidor) será también el titular de las instalaciones de generación conectadas a su red y será responsable de cualquier incumplimiento que pudiera tener consecuencias en la red.

De acuerdo con la Ley 24/2013, este tipo de autoconsumidores tendrá la consideración de un único tipo de sujeto: el "sujeto consumidor". A este tipo de instalaciones de autoconsumo sin excedentes, se exige la necesidad de la obtención de los permisos de acceso y conexión.

En un autoconsumo colectivo sin excedentes (solo conectado a red interior), la titularidad de la instalación de generación y del mecanismo anti-vertido será compartida por todos los consumidores asociados, que responderán solidariamente de cualquier fallo provocado en la red.

2.5.2.2 - Autoconsumo con excedentes

Aquella instalación que produzca más energía de la consumida instantáneamente, por lo tanto, tendrá posibilidad de inyectar dichos excedentes a red. Pueden o bien compensar mensualmente la energía vertida - si cumplen con los condicionantes presentados en (a) - o bien vender a pool la energía excedentaria.

a) Autoconsumo con excedentes acogido a compensación

En este mecanismo de compensación, la energía procedente de la instalación de autoconsumo que no sea consumida instantáneamente o almacenada por los consumidores asociados, se inyecta a la red; cuando los consumidores requieran más energía de la que les proporciona la instalación de autoconsumo, comprarán la energía a la red al precio que marque su contrato de suministro (PVPC o de mercado libre pactado con la comercializadora).

Al final del periodo de facturación (no superior a un mes) se realiza la compensación entre el coste de la energía comprada de la red y el valor de la energía excedentaria volcada a la red (valorada a precio de mercado o al precio acordado entre las partes según sea el contrato de suministro). En cualquier caso, el máximo importe que puede compensarse será el importe de la energía comprada a la red. Es decir, en ningún caso el beneficiario podrá obtener ingresos de esta actividad, como máximo podrá conseguir un coste nulo en la factura de energía eléctrica.

Para poder acogerse al mecanismo de compensación de excedentes deberán cumplirse la totalidad de las condiciones siguientes:

- 1.-La instalación generadora es de fuente renovable.
- 2.-La potencia total de las instalaciones de producción asociadas es inferior o igual a 100kW.
- 3.-La instalación no tenga otorgado un régimen retributivo adicional específico.

En la figura 36 siguiente se representan las posibles configuraciones para las instalaciones con excedentes acogidas a compensación que serán siempre conexiones en red interior. Los ahorros que se representan en estos diagramas reflejan las reducciones en las facturas que se obtienen de la compensación de la energía.

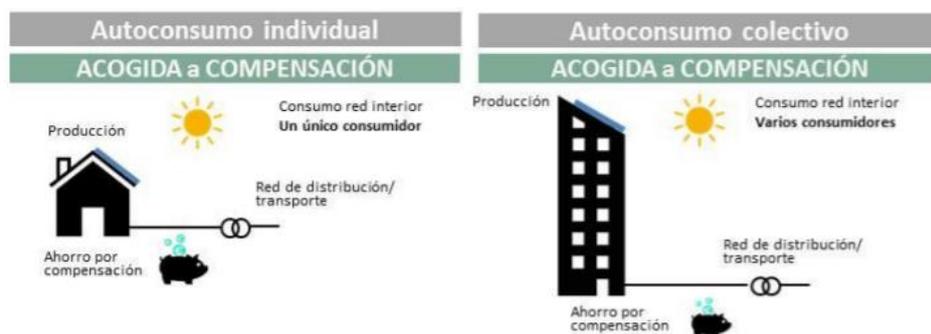


Figura 36: Diagramas de autoconsumo con excedentes acogida a compensación, izq: individual; dcha: colectivo.
Fuente: IDAE: Guía del Autoconsumo, 2019.

b) Autoconsumo con excedentes no acogido a compensación

Incluye aquellos casos que no cumplan con alguno de los requisitos para pertenecer a la modalidad acogida a compensación, o que voluntariamente opten por no acogerse a dicha modalidad.

La instalación volcará los excedentes de energía no autoconsumida instantáneamente ni almacenada, a la red. Esta energía excedentaria será vendida en el mercado eléctrico y recibirá el mismo tratamiento que el resto de energía producida por fuentes renovables



Figura 37: Diagramas de autoconsumo CON excedentes NO acogida a compensación, izq: individual; dcha: colectivo. Fuente: IDAE: Guía del Autoconsumo, 2019.

En la figura 37 se representan posibles instalaciones con excedentes no acogidos a compensación, que podrán ser conexiones en red interior o a través de red para instalaciones próximas. Los excedentes en este caso son vendidos a la red y se obtiene por ellos lo que resulte aplicando el precio del mercado.

En estos casos, el productor deberá darse de alta como productor de energías renovables y suscribirá un contrato de representación en el mercado. Deberá cumplir con las obligaciones técnicas que se imponen a los productores de energías renovables relativas a la operación del sistema, telemidas, etc, y cumplir igualmente con las obligaciones tributarias y/o fiscales que se deriven de esa actividad económica.

Resumen modalidades:

Autoconsumo INDIVIDUAL (Un consumidor asociado)		Autoconsumo COLECTIVO (Varios consumidores asociados)
Instalación PRÓXIMA en RED INTERIOR (conexión a red interior)		Instalación PRÓXIMA a TRAVÉS DE RED
SIN excedentes (individual) Mecanismo anti-vertido	CON excedentes ACOGIDA a compensación P<100kW de fuente renovable. Contrato de compensación. No hay otro régimen retributivo.	CON excedentes NO ACOGIDA a compensación. Instalaciones con excedentes.
SIN excedentes ACOGIDA a compensación (colectivo) Mecanismo anti-vertido	CON excedentes NO ACOGIDA a compensación Resto de instalaciones con excedentes.	

Figura 38: Resumen modalidades del RD244/19. Fuente: Creación propia con la información del IDAE y en base al nuevo RD244 de abril 2019.

2.5.3 - Ventajas que supone el nuevo RD 244/19

Vistos los cambios normativos del pasado mes de abril 2019, es interesante explicar las mejoras y ventajas específicas que supone con respecto a normativas anteriores y que se puede aprovechar para la instalación fv objeto del presente proyecto.

En primer lugar, para los clientes que opten por la modalidad sin vertido de autoconsumo y para aquellos de ámbito doméstico (ya que no suelen necesitar instalaciones fotovoltaicas de más de 15kW), se facilita drásticamente la tramitación de sus instalaciones, ya que solo se requiere la realización de un trámite con la delegación de industria de la comunidad autónoma en la que se realice la instalación.

Para aquellos promotores que opten por las modalidades de compensación o venta, el trámite sigue siendo similar al que había previamente anterior a la implantación del nuevo RD. No obstante, se ven agilizadas las gestiones gracias a los nuevos plazos establecidos. Gracias a que se puede cambiar de modalidad de autoconsumo siempre que se haya mantenido una permanencia mínima de 1 año, cabe también la posibilidad de legalizar cualquier instalación como sin vertido a red, y comenzar los trámites para cambiarla a la modalidad deseada posteriormente, beneficiándose desde el primer momento en el que decide realizar su inversión, de los beneficios de su instalación fotovoltaica. Posterior al cambio de modalidad se procedería simplemente a retirar el sistema de anti-vertido, para que pueda proceder a verter a red.

A parte de estas mejoras administrativas, a nivel de instalación, el trabajo se ve simplificado, permitiendo conectar la instalación fotovoltaica en el cuadro eléctrico de BT principal de la instalación, en lugar de en el punto de entronque con la red, eliminando el segundo contador y en consecuencia facilitando enormemente la instalación del sistema de autoconsumo, mediante un único contador bidireccional, y permitiendo un mejor acabado al tenerlo todo más agrupado centralizado, evitando zanjas adicionales o cables voladizos.

Además, la posibilidad de autoconsumo compartido permite a los clientes industriales con consumos más reducidos o a las comunidades de vecinos (ya sea en edificio con azotea o en urbanizaciones), la posibilidad de acceder a esta tecnología de forma más asequible y con mayores garantías, al contar con una instalación más grande que la que tendrían si se la tuvieran que hacer individualmente para cada uno.

En resumen, la aplicación de este Real Decreto acoge y promueve la realización de instalaciones fotovoltaicas y mejora los beneficios económicos que estas tienen. Por todo ello, este proyecto centra su interés respecto la opción de instalación fotovoltaica de autoconsumo.

3 – Requisitos de diseño

Como paso previo al diseño, es necesario conocer situación previa que tiene la nave cuya cubierta será el lugar de proyección de la instalación. Para ello se analiza: las características del emplazamiento para conocer el estado inicial concreto del lugar; la situación inicial a nivel de consumos y facturación eléctrica; así como un estudio solar, en el que se simula las zonas de sombras para poder plantear una óptima configuración fotovoltaica.

3.1. Características del emplazamiento

La instalación fotovoltaica objeto del presente trabajo, se proyecta sobre la cubierta de una nave industrial, situada en "...Tavernes Blanques (Comunidad Valenciana, España)", edificio propiedad de la empresa: (no mostrado por privacidad), cuya referencia catastral y coordenadas geográficas son las siguientes:

Coordenadas UTM: X: 726.519 Coordenadas geográficas: latitud: 39°30'28.19" (N)
 Y: 4.376.462 longitud: 0°21'52.34" (O)
 Huso: 30

Referencia catastral: 6666406YJ2766N0001LK

En el Plano P01 se recoge toda esta información relativa al emplazamiento del proyecto. Las figuras 39 y 40 muestran la localización de la nave en cuestión.

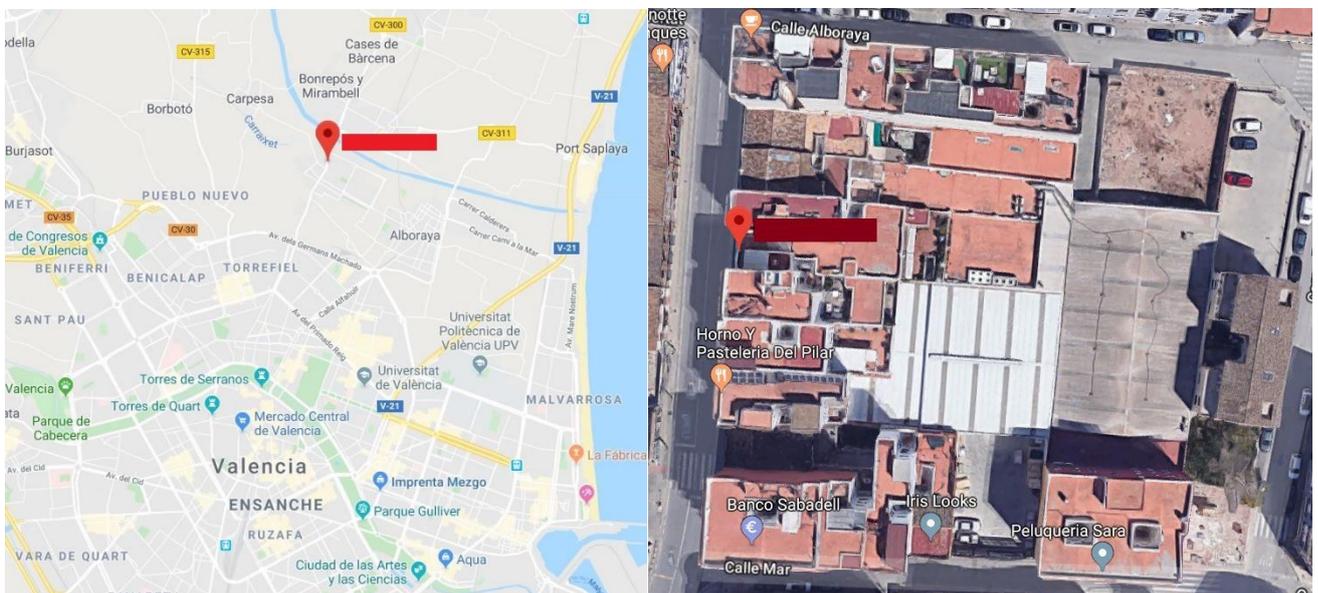


Figura 39: Emplazamiento de la nave industrial. Fuente: Google Maps.

Se puede observar que la nave dispone de dos aguas principales a Este-Oeste situadas a la derecha de la zona delimitada en la figura 40, en la parte más oscura de la nave, junto con otra también a Este, de menor superficie, situada en la esquina superior izquierda de la zona delimitada. Asimismo, también dispone de otra cubierta a dos aguas Norte-Sur, la nave con cubierta de color más claro blanquecino de la zona delimitada.

En la figura 41 con una vista desde otra perspectiva (mirando hacia el Sur geográfico) se puede apreciar dichas inclinaciones de aguas de las cubiertas, así como las dimensiones de sus espacios, obstáculos en ellas, así como posibles infraestructuras y edificios circundantes que provoquen potenciales sombras. Lo cual, se analiza en detalle más adelante en el apartado correspondiente de Estudio Solar.

La cubierta de la nave está formada por paneles sándwich con grecas y lucernarios, como se indica en la figura 42.

En la figura 44 se muestran datos meteorológicos promedios mensuales de la zona. Con lo que se puede observar que la temperatura máxima no suele superar los 27°C y la mínima suele ser unos 9°. La velocidad del viento no es excesivamente elevada, mientras que sí se tiene una humedad relativa considerable.



Figura 40: Cubierta aprovechable de la nave industrial, delimitado en verde. Fuente: Creación propia



Figura 41: Vista a Sur de la cubierta de la nave. Fuente: Google Earth Pro.



Figura 42: (izda) Fotografía de una zona de la cubierta de la nave donde se observan las greclas, lucernarios y paneles sándwich. Fuente: Propia. (Dcha) Sección de un panel sándwich típico de cubiertas. Fuente: Google Imágenes.

Coordenadas Geográficas | Meteorología Mensual | Mapa interactivo

Sitio: **Tavernes Blanques (Spain)**

Origen de datos:

	Irradiación global horizontal	Irradiación difusa horizontal	Temperatura	Velocidad del Viento	Linke Turbidity	Relative Humidity
	kWh/m ² .mes	kWh/m ² .mes	°C	m/s	[-]	%
Enero	67.3	29.2	9.9	3.20	2.584	67.9
Febrero	90.8	34.1	11.1	3.10	2.742	67.6
Marzo	134.7	47.5	13.9	3.40	2.968	61.6
Abril	166.8	70.0	15.6	3.50	3.181	62.5
Mayo	188.8	74.2	19.2	2.80	3.444	64.6
Junio	202.7	83.4	23.4	2.90	3.627	61.9
Julio	209.9	78.2	26.1	3.00	3.685	63.7
Agosto	178.6	72.3	26.2	2.90	3.568	63.0
Septiembre	136.9	56.4	22.7	2.80	3.381	68.5
Octubre	110.4	45.9	19.2	2.79	3.040	69.7
Noviembre	71.6	31.6	13.6	3.00	2.663	66.5
Diciembre	59.8	25.8	10.9	3.20	2.584	68.3
Año	1618.2	648.6	17.7	3.0	3.122	65.5

Irradiación global horizontal variabilidad de un año al otro 3.1%

Datos Requeridos

Irradiación global horizontal

Temp. Exterior Media

Datos adicionales

Irradiación difusa horizontal

Velocidad del viento

Linke Turbidity

Relative Humidity

Unidades de insolación

kWh/m².día

kWh/m².mes

MJ/m².día

MJ/m².mes

W/m²

Índice de claridad Kt

Figura 44: Características meteorológicas de la zona de estudio. Fuente: Base de datos de Meteonorm desde el PVSyst.

3.2 - Situación inicial: Análisis de consumos

En base a la factura eléctrica facilitada por el cliente, se obtiene los siguientes datos correspondientes al código CUPS. Para los precios se ha realizado una estimación en base a los históricos de los precios por periodos indexados de la tarifa 3.1 A.

DATOS GENERALES			
CUPS	ES002		
Tarifa	Tarifa 3.1 A		
Periodo	P1 Punta	P2 Llano	P3 Valle
Potencia	200,0 kW	200,0 kW	200,0 kW
Coste energía	9,47 c€/kWh	8,76 c€/kWh	6,20 c€/kWh

Figura 45: Datos generales de la tarifa eléctrica contratada por el promotor (con CUPS parcialmente tapado por privacidad). Fuente: Propia.

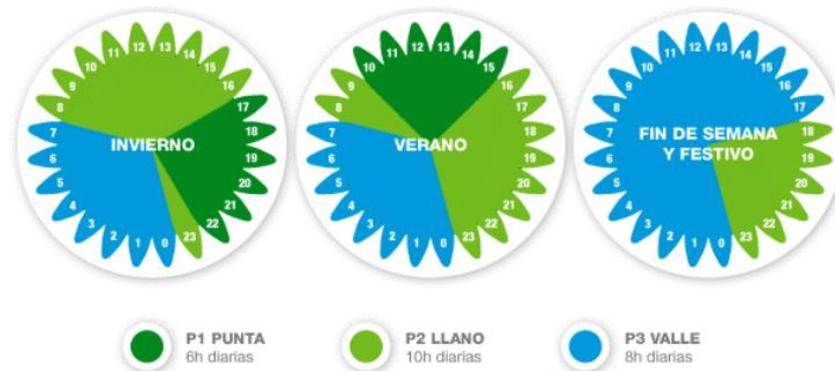


Figura 46: Distribución horaria de periodos de la tarifa 3.1A aplicable al sistema peninsular. Fuente: Gesternova Energía.

Como se observa en la figura 46, los periodos en los que más caro resulta adquirir la energía para gran parte del año (a excepción de festivos), es decir, las zonas verdes (punta y llano) coinciden con los períodos de generación de una instalación fotovoltaica. En concreto, en la temporada de verano, el periodo punta (el de coste más caro) coincide exactamente con el periodo de máxima producción de una instalación fotovoltaica.

Los consumos registrados por el cliente a lo largo del último año completo (enero-diciembre 2018) se han obtenido del portal de VIVO energía mediante el código CUPS, cuyas lecturas de energía activa (en kWh) se presentan en la gráfica adjunta de la siguiente figura 47, agrupado según los periodos horarios de la tarifa que tienen contratada, 3.1A.

Asimismo, las potencias de la instalación, registradas por el máxímetro son las siguientes se presentan en la figura 48. Se puede observar cómo en diversos casos se sobrepasa la potencia contratada de 200kW, sufriendo por ello penalizaciones económicas por exceso de potencia.

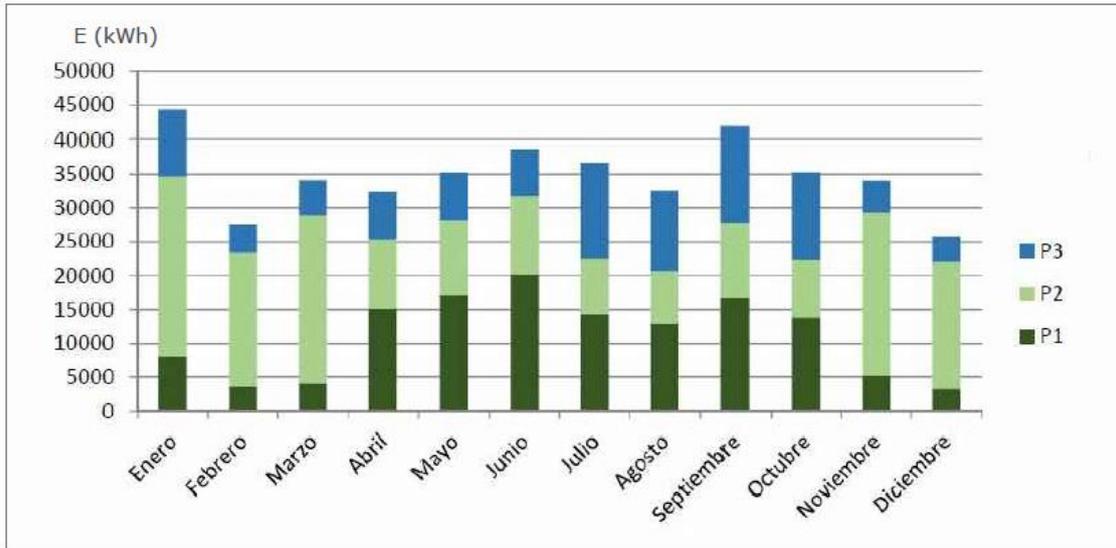


Figura 47: Consumos de energía de la planta industrial (comprados a red) agrupado según los periodos horarios de la tarifa contratada 3.1A, para cada mes del último año. Fuente: Creación propia a partir de datos del portal Vivo Energía.

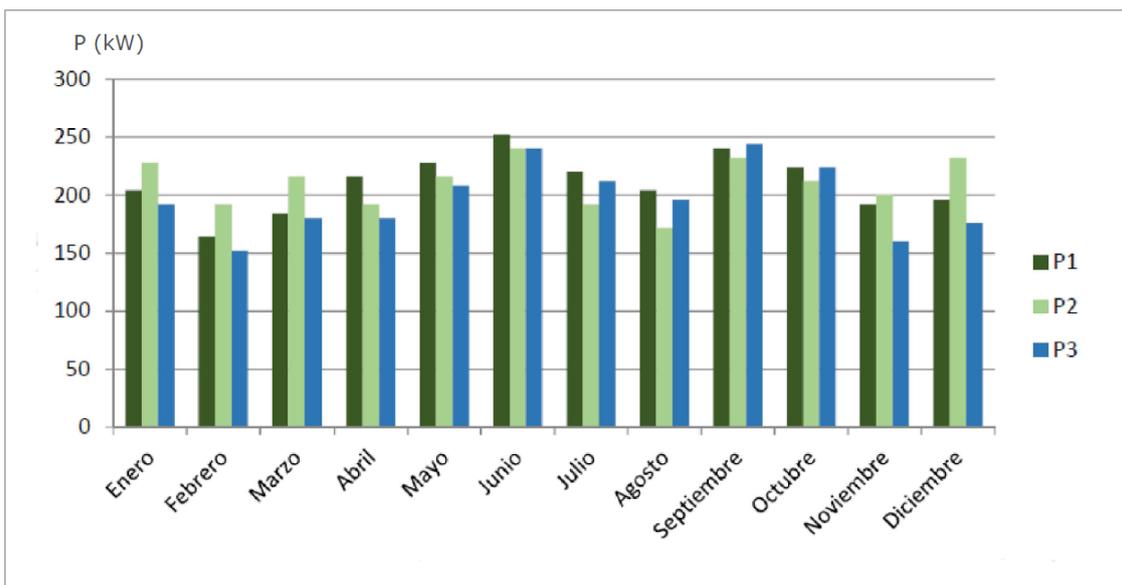


Figura 48: Lecturas de potencia registradas por el maxímetro para cada periodo horario de la tarifa contratada 3.1A, para cada mes del último año. Fuente: Creación propia a partir de datos del portal Vivo Energía.

En base a los consumos indicados, sus costes asociados se muestran en la figura 49. Para el cálculo de esta estimación se ha empleado los precios indicados en la factura aportada por el promotor. Por otro lado, en el término de potencia se ha aplicado las posibles penalizaciones según los datos registrados por el equipo de medida. Dichas penalizaciones por exceso de potencia ascienden a en torno a unos 2.706€/año.

COSTES ENERGÉTICOS ACTUALES	
Total costes energía	34.968,78 €
Total costes potencia	23.449,51 €
I.E.E.	2.986,75 €
Alquiler equipo medida	744,00 €
Coste estimado total anual	62.149,04 €

Figura 49: Costes anuales actuales derivados del consumo eléctrico. Fuente: Datos de la factura eléctrica, proporcionado por el promotor.

En cuanto a la curva de carga, de consumo diario, para un día ‘tipo’ estándar laboral en el mes de junio de 2018, se muestra a continuación en la figura 50, construida a partir de los datos cuarto-horarios de consumo facilitados por el promotor. La curva es de junio, el mes de mayor pico de potencia consumida de todo el año tipo. Se puede observar que la curva azul oscuro (curva de carga de un sábado) muestra un consumo mínimo, puesto que los fines de semana no trabajan.

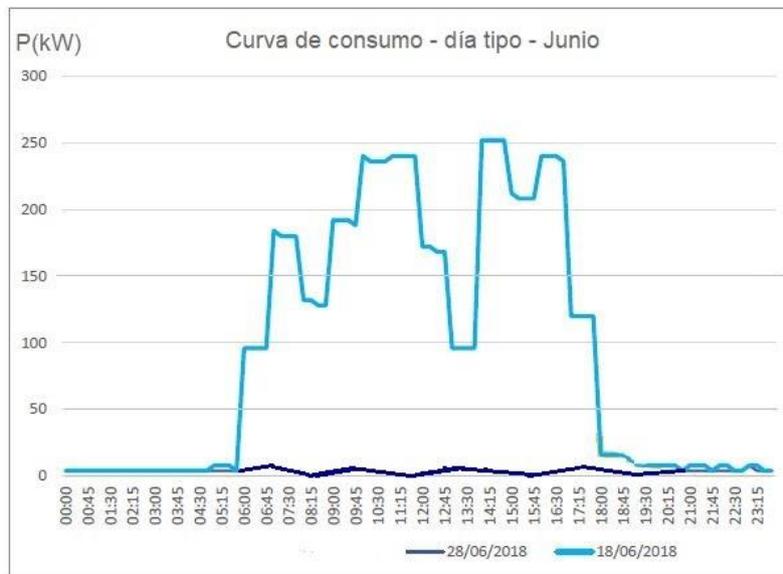


Figura 50: Curva de carga diaria para dos días estándar del mes de junio 2018. En azul claro: un día laboral normal; en azul oscuro: un día no laboral en fin de semana, concretamente el sábado.

A la vista de la curva de carga a lo largo del día, se observa que no tienen consumo nocturno, es completamente diurno. Por lo tanto, en base a esta premisa - además de a las facilidades en cuanto a la interconexión con la red que trae consigo el nuevo RD244/2019 comentadas anteriormente - se descarta la opción de realizar la instalación mediante acumulación de energía en baterías; puesto que el aporte que generará la instalación FV se autoconsumirá en gran parte al instante, excepto fines de semana y días puntuales festivos, en los cuales no trabajan y por tanto no hay apenas consumo eléctrico en la nave. Por estos motivos, se proyectará la instalación para que sea de conexión a red. La modalidad más adecuada se indicará más adelante en el presente proyecto, a sabiendas de la solución final escogida en cuanto a potencia instalada, producción energética (según orientaciones etc) entre otras consideraciones.

3.3 - Estudio Solar: Simulación de sombras

Uno de los principales requisitos de diseño se basa en conocer primeramente la situación de sombras en la cubierta, para poder decidir de qué manera diseñar la instalación FV, si bien evitando dichas sombras ó, si no hay suficiente espacio, intentar minimizar las pérdidas mediante micro inversores o sistema de optimizadores. Para ello se ha procedido a estudiar el recurso solar analizando su trayectoria en la atmósfera terrestre - y concretamente en la ubicación de estudio - a lo largo del año y del día. Con ello se pretende localizar posibles sombras en la cubierta de la nave con tal de obtener la configuración óptima de la instalación fotovoltaica para que se vea lo menos afectada por sombras posible a lo largo de su vida útil.

En primer lugar se ha procedido a obtener una visión global, encima de la imagen satelital, de las líneas de trayectoria solar que apreciaría un observador situado en la cubierta de estudio. Cabe señalar que, como se ha explicado en el subapartado introductorio de geometría solar, la posición del sol aparentemente va cambiando visto desde la tierra a causa de los movimientos terrestres (sobre su propio eje y alrededor del sol). Por lo tanto, la trayectoria solar que se aprecia desde la tierra varía tanto de unas horas del día a otras, como de unos días del año a otros. En la siguiente figura 51 se puede apreciar un abanico amarillo que acoge todas las posiciones solares a lo largo del día y del año, saliendo desde el Este (derecha de este documento) y poniéndose por el Oeste (izquierda de este documento). Dicho abanico está delimitado por dos extremos: la trayectoria el día más largo del año (y noche más corta), es decir, el del solsticio de verano (21 de junio), mostrado a la izquierda, y el día más corto del año (y noche más larga), es decir, el del solsticio de invierno (21 de diciembre), mostrado a la derecha.

En las figuras 52 y 53 se adjuntan también otros abanicos de la posición solar que pueden resultar informativos.

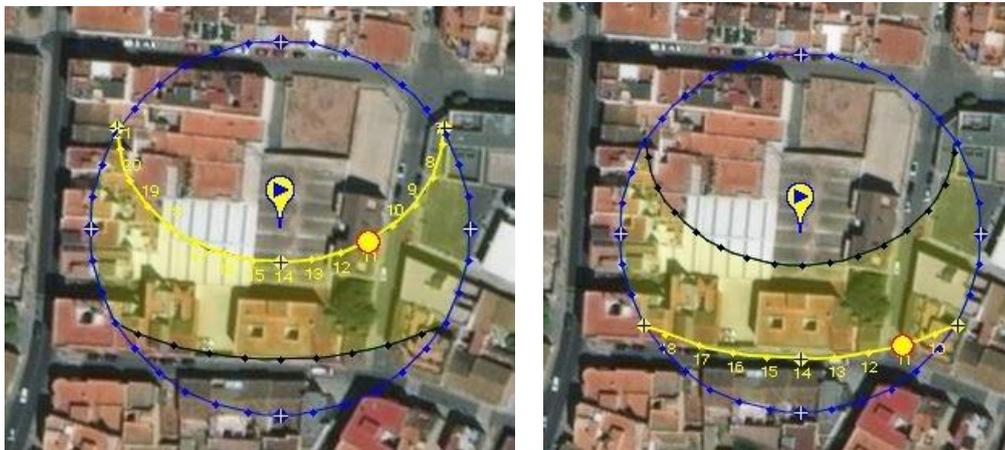


Figura 51: Abanico de la posición solar según horas del día y días del año. Izq: 11:00h del día del solsticio de verano (21 de junio); Dcha: 11:00h del día del solsticio de invierno (21 de diciembre). Fuente: Sun Earth Tools (Aplicación web).

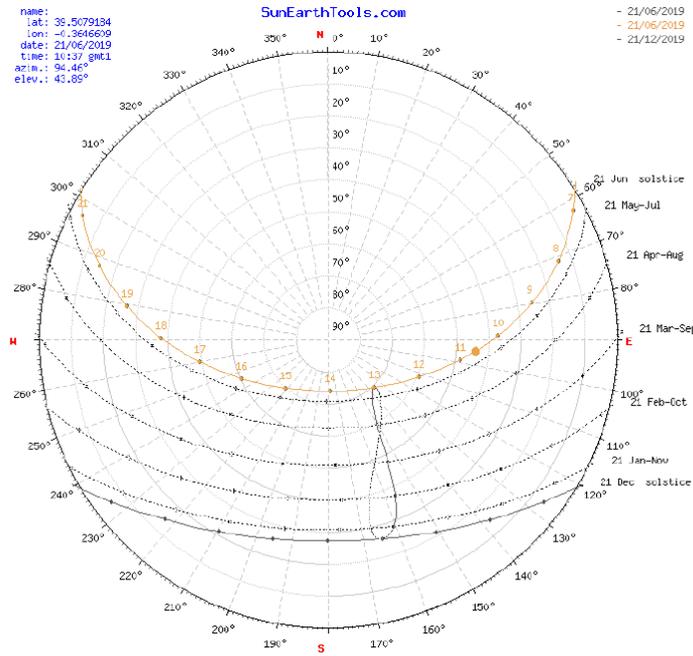


Figura 52: Abanico de la posición solar según horas del día y días del año en la ubicación de estudio. Fuente: Sun Earth Tools (Aplicación web).

Trayectoria solar en Tavernes Blanques, (Lat. 39.5078° N, long. -0.3646° W, alt. 20 m) - Hora Legal

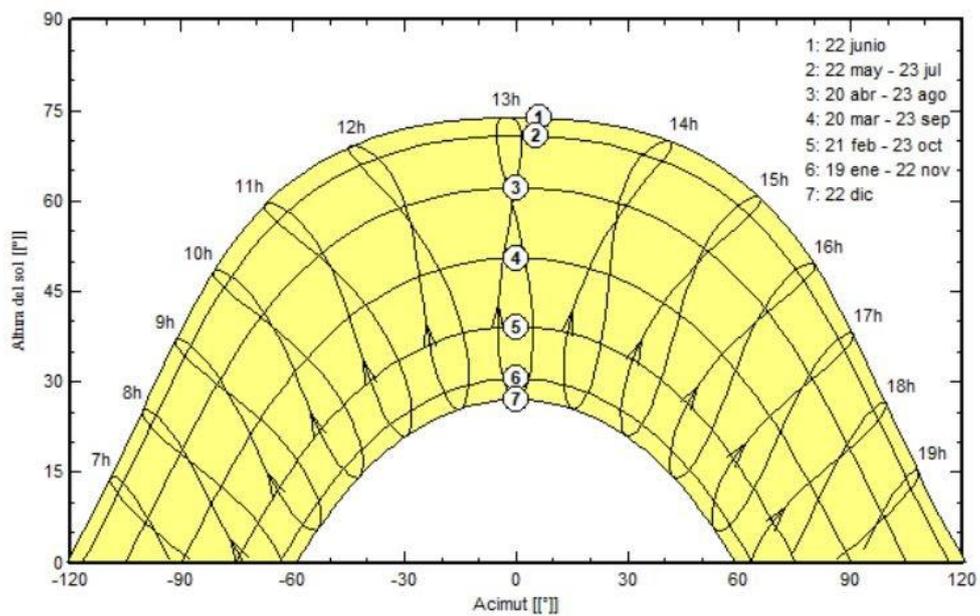


Figura 53: Abanico de la posición solar según horas del día y días del año en la ubicación de estudio. Fuente: PVSyst.

A continuación se presenta una simulación de dicha trayectoria solar diaria y anual que se ha realizado en una construcción modelada virtualmente de la nave de estudio junto con los edificios colindantes y que la rodean, posibles generadores de sombras. Esto se ha realizado mediante una herramienta del software PVSyst que permite realizar este tipo de simulaciones, llamada “Construcción/perspectiva de la situación del sombreado”.

Se ha construido la nave en base a la orientación de los puntos cardinales situados en el plano. Las cubiertas de las naves principales objeto de estudio se han modelado de color gris a diferencia del resto, para distinguirlas. En cuanto a las casas, edificios u otras infraestructuras cercanas rodeando la nave que se pueden observar, se han modelado por aproximación, con bloques sencillos de construcción con las herramientas que ofrece el programa. Además, el modelado se ha hecho teniendo en cuenta las cotas exactas de cada infraestructura con tal de que la simulación de sombras según la trayectoria solar sea lo más precisa posible. Las medidas se han obtenido mediante las herramientas de Google Earth Pro en la imagen satelital de la nave y dichas mediciones tomadas se han aplicado al modelo de las construcciones realizadas, dando lugar a la situación mostrada a continuación.

La figura 54 muestra el modelado resultante, y la figura 55 lo mismo desde la perspectiva opuesta (mirando desde el norte geográfico).

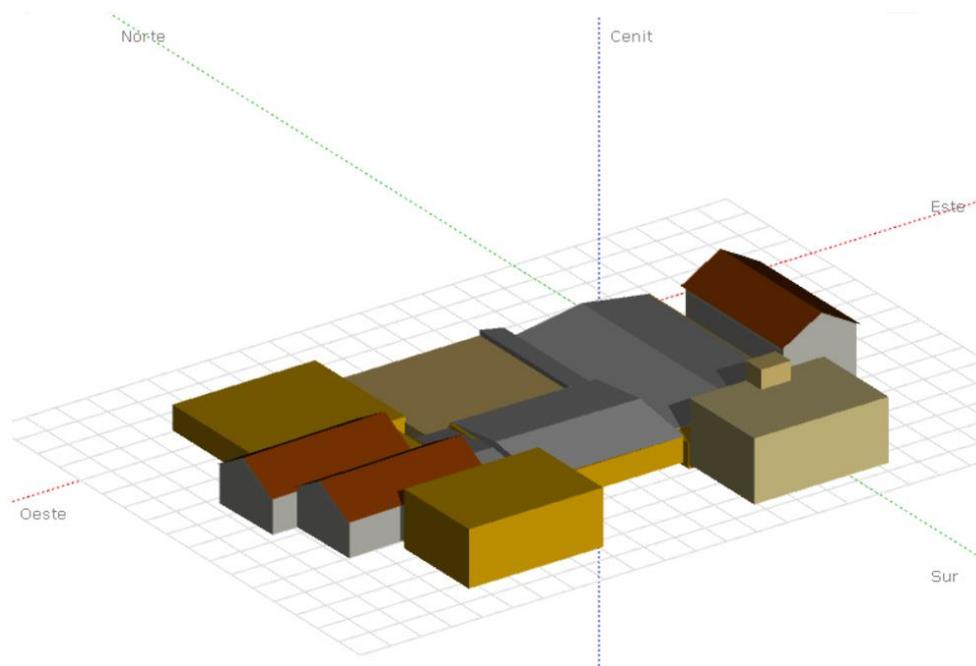


Figura 54: Modelado de la cubierta de estudio con los objetos colindantes potenciales generadores de sombras. Fuente: Creación Propia.

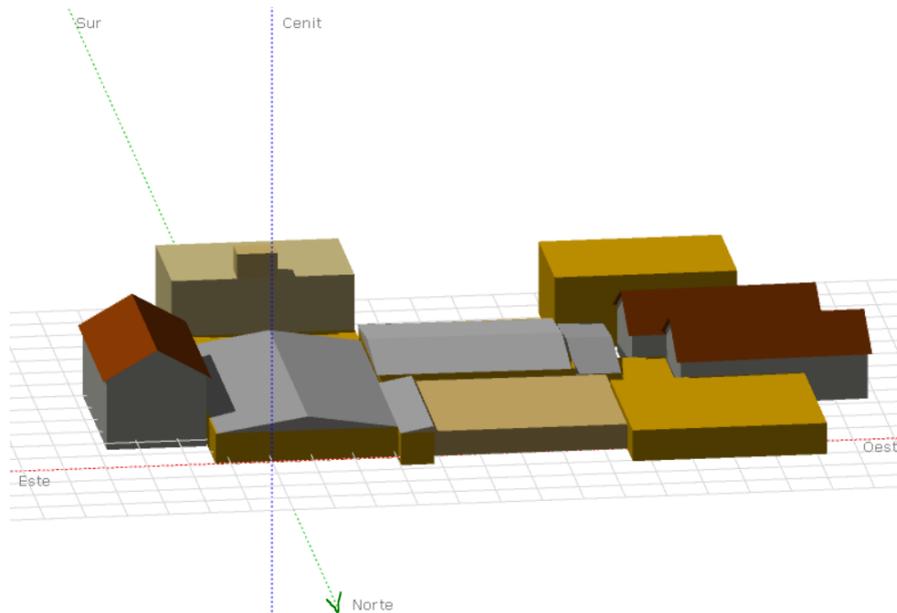


Figura 55: Perspectiva desde otro ángulo (mirando a Sur) del modelado de la cubierta de estudio con los objetos colindantes potenciales generadores de sombras. Fuente: Creación Propia.

Volviendo a la perspectiva inicial de la figura 54, se ha procedido a la generación del abanico tridimensional de todas las posibles posiciones solares sobre la zona de estudio.

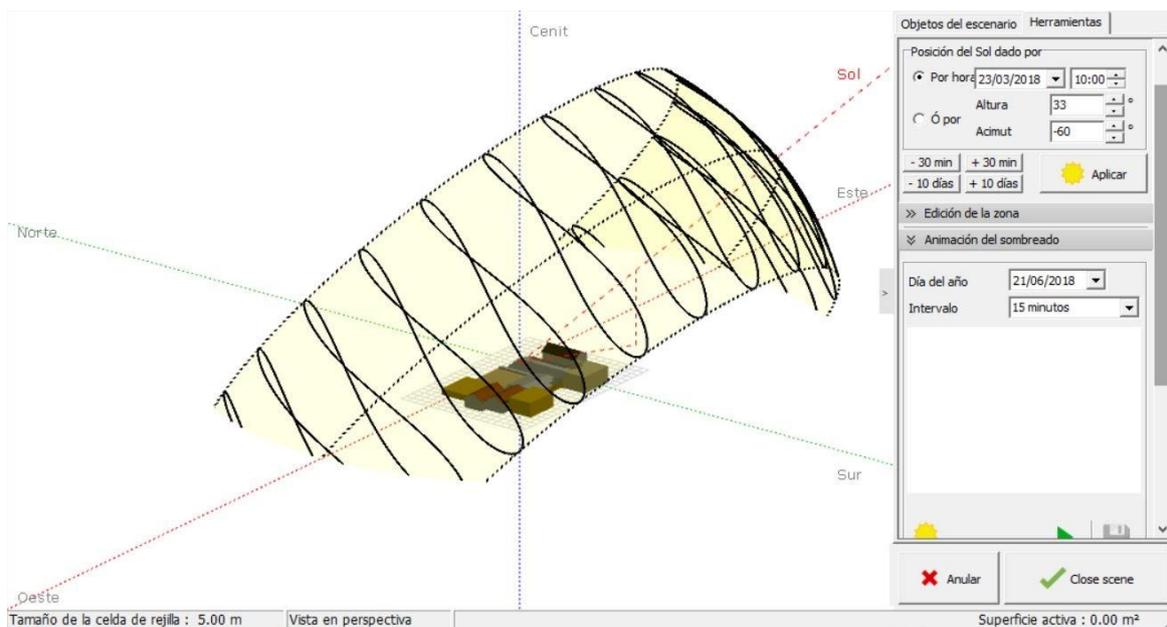


Figura 56: Ábaco trayectoria solar (diaria y anual) sobre la zona de estudio. Fuente: Creación Propia.

Finalmente, se realiza una simulación de las sombras generadas en distintos horarios del día, los más críticos, que puedan ser más perjudiciales para la instalación fv a proyectar, según la información de los picos más altos de consumo de la curva de carga de la figura 50.

a) Simulación 1

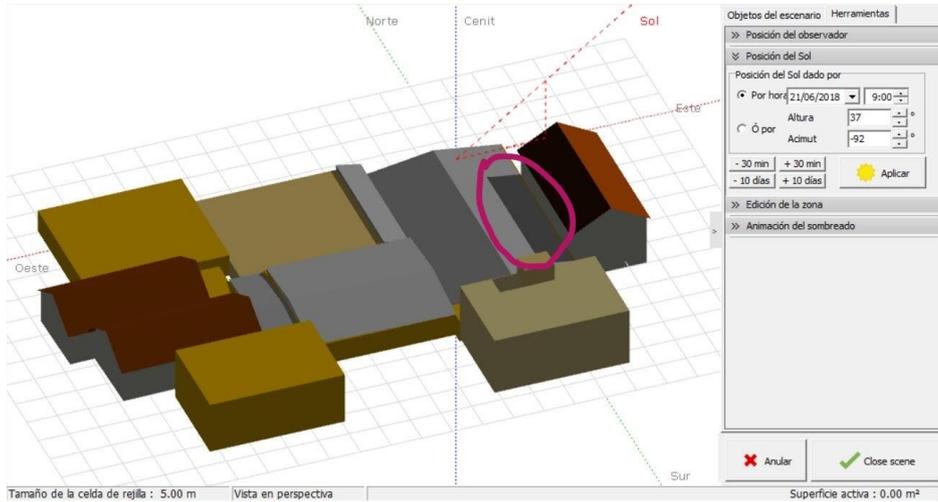


Figura 57: Simulación de sombras generadas un 21 de junio a las 9:00h. Fuente: Creación Propia.

Se observa, a primeras horas de la mañana de la temporada estival, sombras generadas por la casa que delimita por la derecha con la nave principal de aguas Este-Oeste, concretamente señaladas en rojo en la figura 57. En el agua Este, por lo tanto, se tendrá una zona de sombra por las mañanas a la salida del sol, que en un caso límite como el mostrado, se verá afectado hasta casi el centro del agua, por lo tanto hasta ahí no se colocarán módulos.

A medida que avanza la mañana y el sol ya supera cierta altura, dicha sombra desaparece (ver figura 58) y las cubiertas de estudio se verán libres de sombras en su totalidad, para la mayor parte del día, como se muestra en la figura siguiente. Esto es porque en dicha época de verano según la cual se ha realizado esta primera simulación, el sol está en su posición más elevada respecto al resto del año.

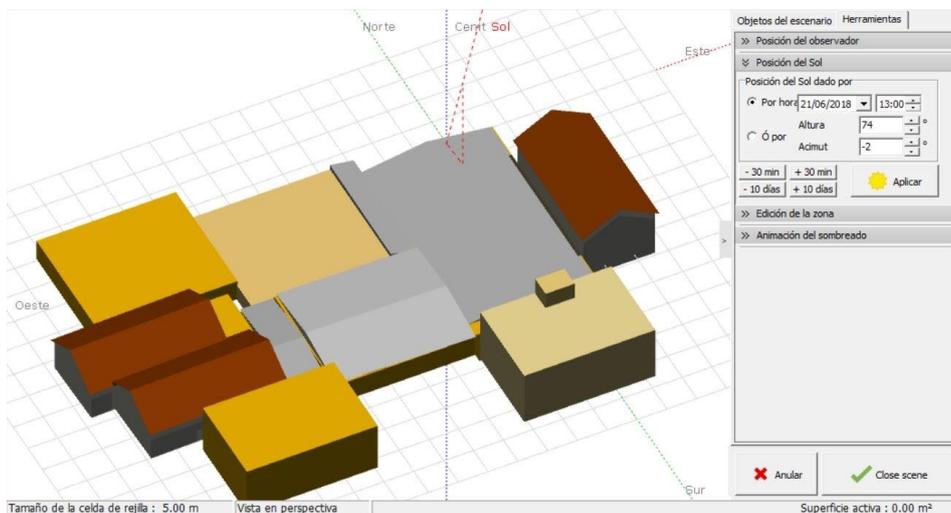


Figura 58: Simulación de sombras generadas un 21 de junio a las 13:00h. Fuente: Creación Propia.

A últimas horas de la tarde, cuando se dan los últimos consumos (de 16:30h a 18:00h, según la curva de carga), se tendrían las siguientes sombras marcadas, situadas en la parte más a la izquierda, zona que tiene una altura menor a la de la nave principal de aguas Norte-Sur. Esta zona por lo tanto también se descarta en la colocación de módulos (ver figura 59).

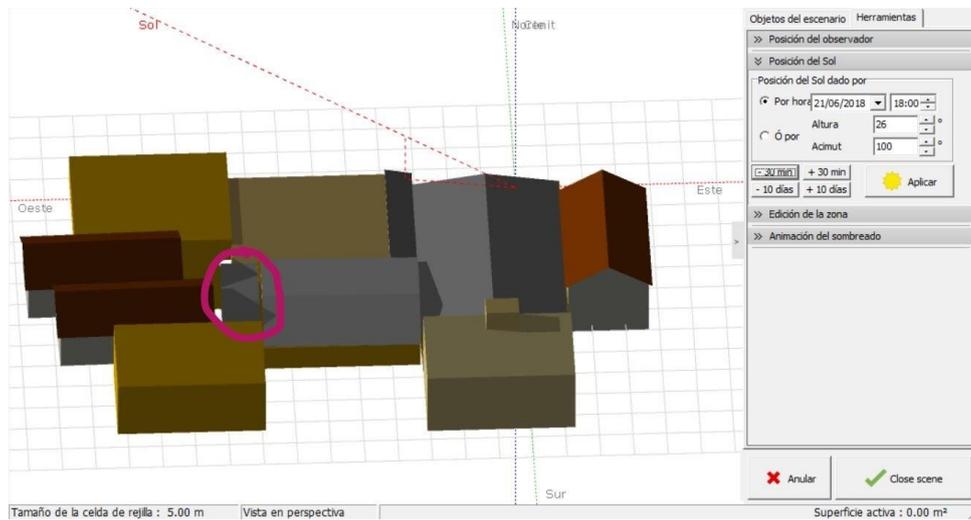


Figura 59: Simulación de sombras generadas un 21 de junio a las 18:00h. Fuente: Creación Propia.

b) Simulación 2

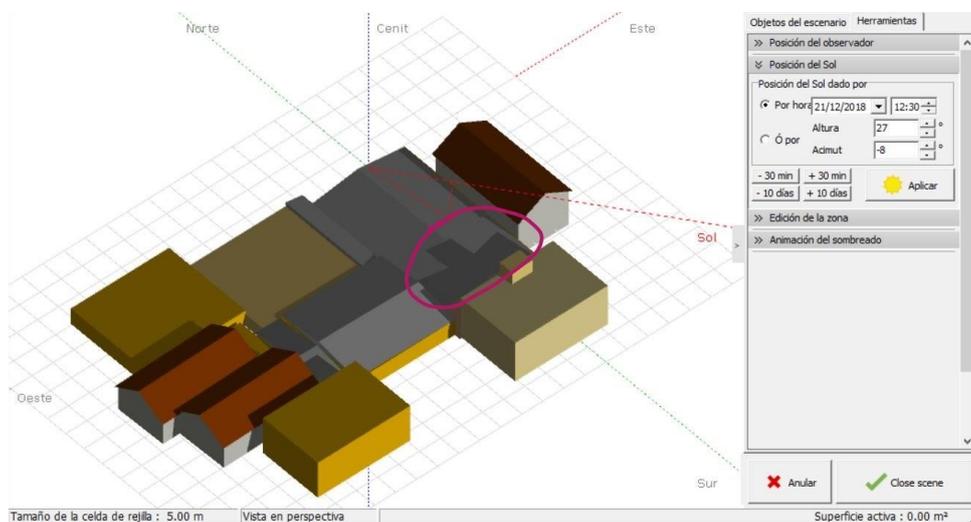


Figura 60: Simulación de sombras generadas un 21 de diciembre a las 12:30h. Fuente: Creación Propia.

En la figura 60 se observa que en la franja entre las 11:00h y 12:30h, cuando la nave suele tener un elevado consumo, se tendrá la zona marcada crítica por sombras ocupando alrededor de un tercio de la longitud de la nave afectada, en la cual tampoco se colocarán módulos fotovoltaicos. La zona abarca aproximadamente hasta la línea que marca la cumbre de la nave conjunta de aguas Norte-Sur.

Para la franja horaria de entre las 15h y 16:30h se tiene sombras en la misma zona que la comentada en la simulación anterior para últimas horas de la tarde en junio (ver figura 61) reafirmando por tanto la decisión de no disponer módulos fv en esa zona. Se muestra la simulación a continuación.

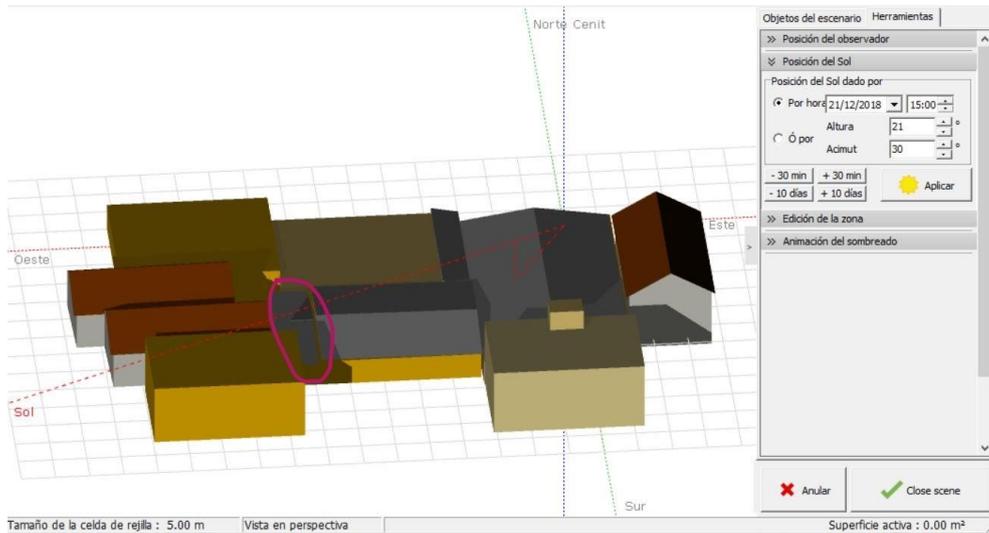


Figura 61: Simulación de sombras generadas un 21 de diciembre a las 15:00h. Fuente: Creación Propia.

c) Simulación 3

En una tercera simulación se comprueba la trayectoria solar en dos situaciones intermedias: en febrero y en octubre, mostradas a continuación en las figuras 62 y 63 respectivamente. En ambos casos, tanto el del 24 de febrero a las 11:30h como el del 22 de octubre a las 11h, se puede observar la misma zona de la nave afectada por sombra, por lo tanto esa parte de la nave también se descarta.

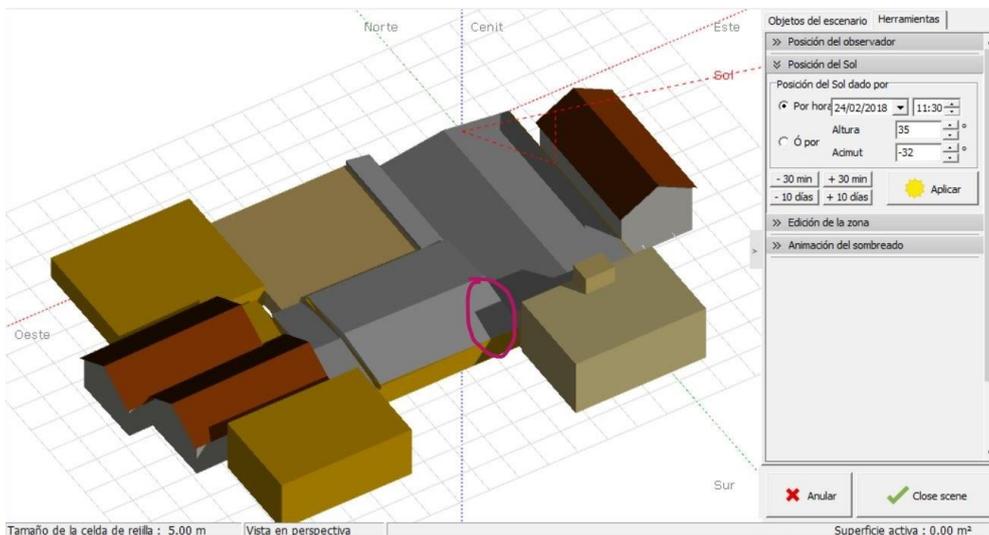


Figura 62: Simulación de sombras generadas un 24 de febrero a las 11:30h. Fuente: Creación Propia.

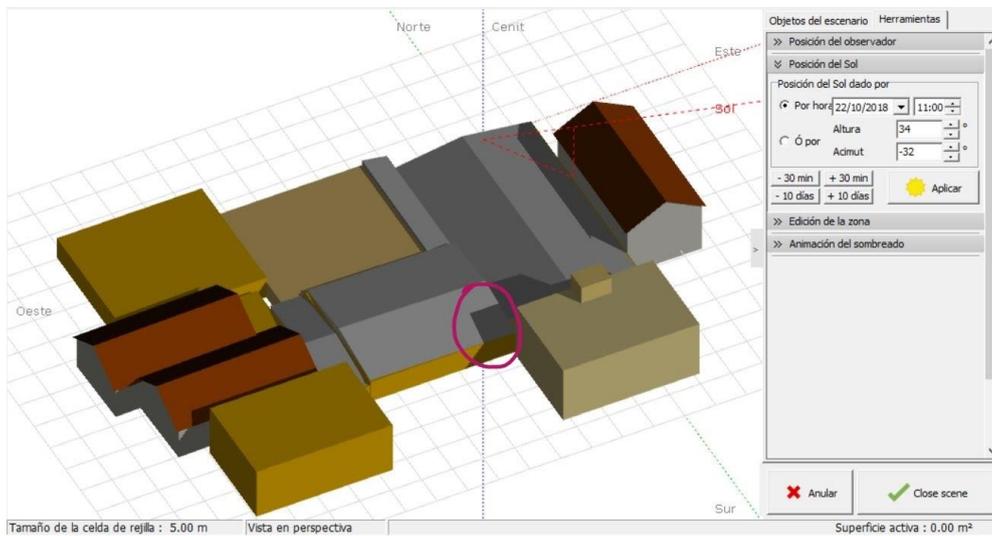


Figura 63: Simulación de sombras generadas un 22 de octubre a las 11:00h. Fuente: Creación Propia.

En las fotografías de la figura 64, in situ en la cubierta de la nave de aguas este-oeste, también se pueden observar algunas de las sombras detectadas mediante la simulación.



Figura 64: Fotografías que muestran algunas regiones de sombras. Fuente: Propia.

En base a toda la información anterior y las zonas críticas afectadas por sombras, se delimitan dichas partes de la cubierta las cuales no se usarán en el punto siguiente de propuestas de configuraciones para el arreglo de paneles fotovoltaicos, se considerarán como inutilizables. Dichas zonas se muestran sombreadas en la figura 65 mostrada a continuación.



Figura 65: Zonas no útiles para la colocación de paneles fv. Fuente: Creación Propia.

4 – Configuración del generador fotovoltaico

4.1. Coplanar vs Orientación Sur

Se tiene dos naves orientadas a dos aguas distintas cada una, y todas con inclinación de 6° . En primer lugar está la nave con la cubierta blanca vista en la imagen satelital de la figura 65, la cual dispone de dos aguas: norte y sur. Por lo tanto, en esta está claro que se aprovechará el agua sur para disponer los paneles coplanares y así tener en la orientación óptima, la cual es el sur geográfico puesto que la zona está ubicada en el hemisferio norte. En cuanto a la inclinación, no será la óptima para todo el año - la cual sería aproximadamente 30° para dicha ubicación a una latitud de 39° - sino que favorecerá la producción en el estío porque el sol tiene mayor altura. En la susodicha zona (agua sur) cabe la opción de montar los paneles en estructura para darle una inclinación superior a la inclinación actual de 6° de la cubierta, con una estructura de 26° encima de ella, para tener los paneles a 30° . Sin embargo, se opta por mantenerlos coplanares ya que tampoco es crucial darles más inclinación porque de hecho, a la vista de sus consumos (figura 50), tienen una producción algo superior durante el conjunto de los meses estivales. En los meses más fríos de media tienen una producción menor (a excepción del pico de enero).

En cuanto al otro agua de la misma nave, con orientación norte, cabe la posibilidad o bien de ponerlos coplanares, o de no poner, o bien de introducir una estructura para su elevación hacia la orientación sur igual que el otro agua. Un agua norte coplanar, en algunas instalaciones, según el caso de las cubiertas, espacio disponible, etc, puede ser rentable e incluso la opción más cómoda y ventajosa, además de ahorrarse la instalación de estructura y evitar posibles efectos contraproducentes por el viento en la estructura. Sin embargo, en este caso se ha decidido que no hacía falta estudiarlo en profundidad puesto que se ha observado que supondría la instalación de más cantidad de módulos fv para lograr dicho rendimiento rentable, lo cual implica mayor potencia instalada, y en este caso se decide ofrecer opciones para no pasarse de 100kW nominales para poder acogerse a la modalidad de compensación de excedentes, como se verá más adelante. Además en este caso particular esa opción es más compleja porque hay unos tubos de tamaño considerable obstaculizando dicha nave, los cuales se salvan mediante la estructura.

Se dispone de la otra nave contigua, a dos aguas distintas: este-oeste. Esta nave es la que se puede observar con cubierta más oscura (gris-marrón) en la imagen satelital. Aquí surgen dos posibilidades: se puede colocar una estructura para elevar los paneles fv para que estén a la orientación óptima de máxima producción, es decir, a sur, como en la nave anterior; o bien se puede aprovechar la orientación disponible de la cubierta a este-oeste.

4.2. Propuesta de 4 configuraciones a elegir

Se va a proceder a presentar y analizar 4 posibilidades distintas en base a las variables comentadas anteriormente. Se mantiene común a todas ellas la decisión de aprovechar el agua sur disponiendo ahí los paneles de manera coplanar. Por lo tanto, las variables serán: colocar o no estructura en el agua norte para rectificar la orientación de los paneles hacia el sur; y la otra variable será orientar a sur los paneles en la nave de aguas este-oeste, o bien colocarlos coplanares con dichas orientaciones este y oeste. Para las propuestas siguientes se ha empleado las dimensiones de un panel fv de 350Wp, habitualmente utilizado.

a) Todo con orientación sur



Figura 66: Propuesta A, todos los módulos con orientación sur. Fuente: Creación Propia.

b) Todo con orientación sur (con la rectificación del agua norte)



Figura 67: Propuesta B, todos los módulos con orientación sur. Además, módulos en el agua norte con estructura para rectificarlos hacia orientación sur también. Fuente: Creación Propia.

c) Una nave coplanar este-oeste y la otra sur



Figura 68: Propuesta C, módulos con orientación sur en la cubierta blanca y módulos con orientación este-oeste en la cubierta marrón. Fuente: Creación Propia.

d) Una nave coplanar este-oeste y la otra sur (con rectificación del agua norte)



Figura 69: Propuesta D, módulos con orientación sur en la cubierta blanca y módulos con orientación este-oeste en la cubierta marrón. Además, módulos en el agua norte con estructura para rectificarlos hacia orientación sur. Fuente: Creación Propia.

4.2.1. Aporte energético de cada propuesta

Alternativa A

Mes	Egen (kWh)
En	3840
Feb	4650
Mar	6860
Abr	8070
May	9520
Jun	9690
Jul	9910
Ag	8840
Sept	6990
Oct	5450
Nov	4070
Dic	3500
TOTAL (A)	81390

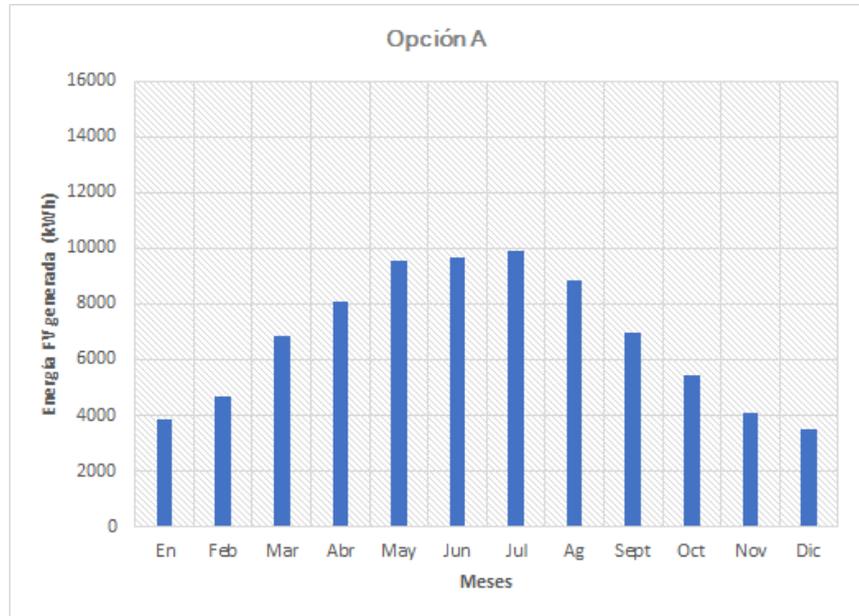


Figura 70: Generación energética de la propuesta (A): todo sur. Fuente de datos: PVGIS.

Alternativa B (Alternativa A + estructura norte)

Mes	Egen (kWh)
En	5230
Feb	6340
Mar	9340
Abr	11000
May	13000
Jun	13200
Jul	13500
Ag	12000
Sept	9520
Oct	7420
Nov	5550
Dic	4770
TOTAL (B)	110870

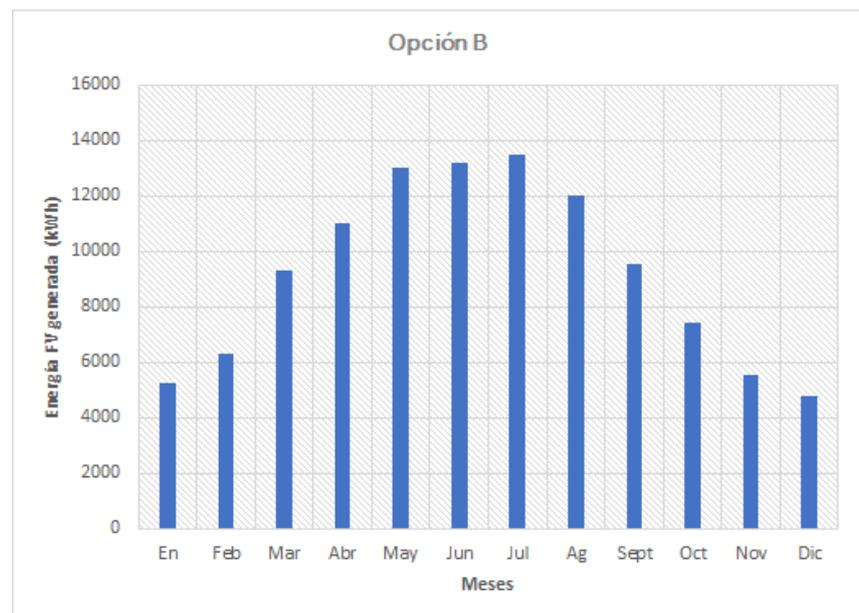


Figura 71: Generación energética de la propuesta (B): todo sur + agua norte rectificada a sur. Fuente de datos: PVGIS.

Alternativa C

Mes	Egen (kWh)
En	4530
Feb	5680
Mar	8640
Abr	10430
May	12470
Jun	12800
Jul	13050
Ag	11500
Sept	8900
Oct	6740
Nov	4850
Dic	4070
TOTAL (C)	103660

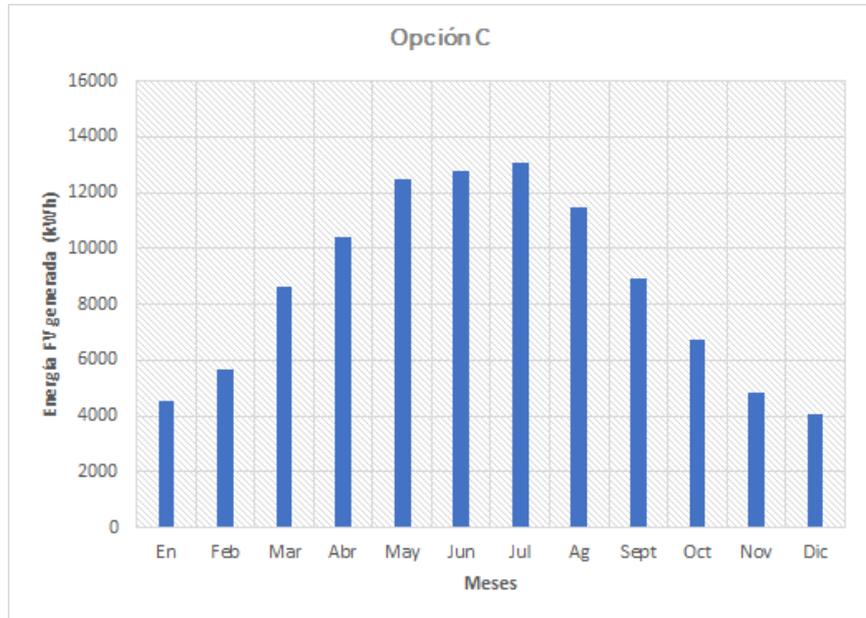


Figura 72: Generación energética de la propuesta (C): Parte a sur y parte este-oeste. Fuente de datos: PVGIS.

Alternativa D (Alternativa C + estructura norte)

Mes	Egen(kWh)
En	6307
Feb	7474
Mar	11725
Abr	13637
May	14554
Jun	14856
Jul	15914
Ag	13671
Sept	10020
Oct	9613
Nov	5981
Dic	6268
TOTAL (D)	130019

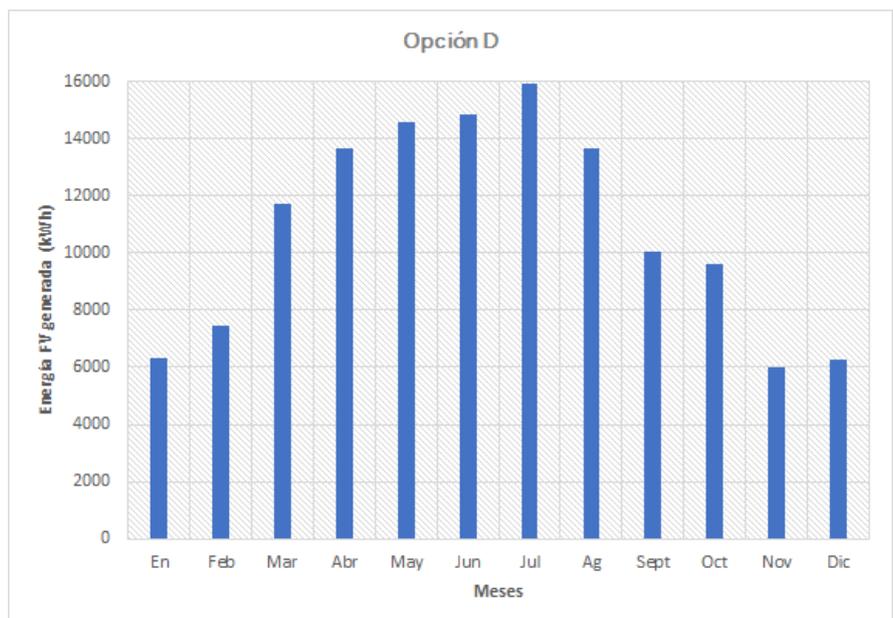


Figura 73: Generación energética de la propuesta (C): Parte a sur y parte este-oeste, + agua norte rectificadora a sur. Fuente de datos: PVGIS.

Cabe mencionar que el PVGIS proporciona los datos de producción para instalaciones de características uniformes en cuanto a su inclinación, orientación, montaje, pérdidas etc, mientras que en la presente instalación, se tienen distintas zonas con distintas características por la diferencia de orientaciones de las aguas y demás. Por ello, para obtener las producciones mostradas anteriormente se ha realizado para cada propuesta una simulación mediante el PVGIS pero para de cada zona particular, y posteriormente sumando las aportaciones de cada una para dar la aportación total mensual de cada propuesta. Ello se ha hecho mediante el Excel y las herramientas básicas que tiene de operaciones entre celdas.

A continuación se muestra una tabla resumen comparativa de toda la información de las figuras 70, 71, 72 y 73 relativa a las 4 alternativas propuestas.

Opción	Inclinación, β (°)	Azimut, α (°)	Orientación	Nº Paneles tot	P (kWp)	E (kWh/año)	Ratio (kWh/kWp)
A	6	0	Sur	166	58,1	81.390	1.401
B	6	0	Sur	226	79,1	110.870	1.402
C	6	0, 90, -90	Sur, Oeste, Este	220	77	103.660	1.346
D	6	0, 90, -90	Sur, Oeste, Este	280	98	130.019	1.327

Tabla 1: Resumen comparativo de las distintas propuestas. Fuente: Creación propia.

4.3. Selección final y justificación de configuración FV

La inclusión de la estructura en el agua orientada a norte, es a simple vista muy beneficiosa visto el considerable aumento de producción energética que se obtiene. Ello se comprueba observando la diferencia en energía generada entre la opción B respecto a la A, y la D respecto a la C. Por lo tanto, a pesar de que requerirá una mayor inversión por parte del promotor, con ello se logra aprovechar al máximo la superficie útil de la cubierta. Por lo tanto, la selección final está entre la opción B y la opción D. Ambas tienen la rectificación del agua norte con estructura hacia sur; se distinguen de que en B están todos hacia sur y en D combina varias orientaciones. En la opción B todos los paneles (226) tienen orientación Sur: estando 60 coplanares a un agua sur, otros 60 orientados hacia sur con estructura en el agua norte y los 106 restantes se disponen en las aguas este y oeste en filas separadas con una estructura hacia sur. Por otro lado, en la opción D se tienen 280 paneles con distintas orientaciones: 120 hacia el Sur, 60 hacia el Este y 100 hacia el Oeste.

Se puede observar que la opción B tiene un mayor ratio de producción (por panel unitario) que la opción D. Sin embargo, estas mejoras de rendimiento que se logran disponiendo los paneles de la cubierta este-oeste hacia el sur mediante estructura (opción B), se compensan por el aumento de paneles que caben coplanares a las aguas este-oeste de dicha nave (opción D). Esto es porque al elevar hacia sur mediante estructura, las filas de módulos generarían sombras entre ellas (ver figura 74), por lo tanto se requiere colocarlas con una separación entre filas (ver cálculos justificativos de la distancia entre filas, en el Anexo I). Esto hace que no se aproveche toda la superficie útil de la cubierta, mientras que disponiendo los paneles coplanares, se logra colocar un mayor número de paneles, y por tanto se tiene mayor potencia instalada, ergo, mayor producción energética.

Además de esto, la instalación de lo que sería la estructura para salvar los 6º hacia este u oeste y orientar los módulos al sur en la opción B, supone no sólo una mayor complejidad técnica ingenieril y de montaje, sino también un aumento considerable de la inversión, respecto al coplanar.

En cuanto a la estructura rectificadora hacia sur, del agua norte, ésta será de 6º también, paralela a la sur existente, como se verá más adelante en la descripción, puesto que darle más inclinación supone pasarse de la altura de la cumbrera, lo cual es un criterio útil para no excederse y asegurar seguridad estructural contra vientos, sobre todo, lo cual habría que calcular en detalle y estudiarlo en profundidad.

Esencialmente es en base a lo anterior por lo que se decide escoger la configuración de la Opción D, pero también se han tenido en consideración una serie de ventajas adicionales que ofrece la configuración este-oeste, que se presentan a continuación.

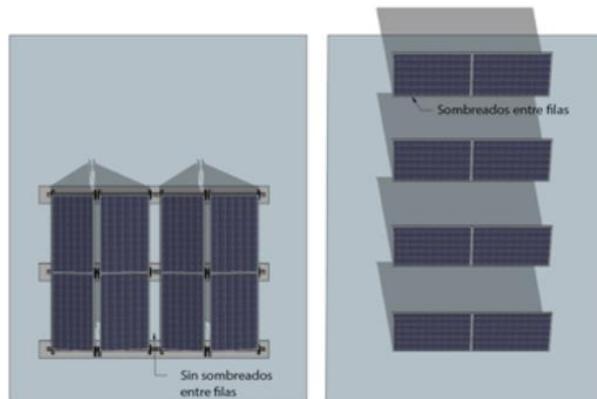


Figura 74: Efectos de sombras. Izq: Disposición a Este-Oeste; Dcha: disposición a sur con sombras entre filas. Fuente: Monsolar.

Mediante la orientación este-oeste se logra un efecto sobre la curva diaria de producción fotovoltaica que en este caso es beneficioso, en base a la curva de carga que tiene la planta industrial. Este mencionado efecto, consiste en un ensanchamiento de la curva fotovoltaica, como muestra la figura 75, de tal manera que se alarga la producción a primeras y últimas horas del día. El inicio de la producción se adelanta, gracias a los paneles mirando al Este, puesto que el sol sale por dicho punto cardinal; a la vez que también se tiene una prolongación de la producción al final del día, gracias a los paneles mirando al Oeste, puesto que el sol se pone por este otro punto cardinal. Sin embargo, y como consecuencia, el pico de producción a mediodía (cuando el sol tiene mayor altura) se ve disminuido, en comparación con las instalaciones tradicionales cuya orientación la basan a sur, como se puede observar en dicha figura 75.



Figura 75: Efecto del ensanchamiento de la curva de producción fv en instalación este-oeste. Fuente: MonSolar.

Como ya se ha comentado, en el presente caso de estudio, este efecto es beneficioso ya que la curva de carga de la planta industrial (ver el ejemplo de la figura 50, en el apartado 3 anterior) no tiene un gran pico central, sino que tienen picos más distribuidos. Se observa que comienzan sus consumos desde muy pronto, en torno a las 6:00h am, para lo cual favorece la disposición de algunos paneles hacia el Este para que capten la energía solar lo más pronto por la mañana con la salida del sol por el Este. Sobre el mediodía hacen una parada, donde el consumo se reduce más de la mitad, retomando a primeras horas de la tarde con altos consumos, a los cuales les beneficia el hecho de que gran parte de los paneles de la Opción D estén orientados hacia el Oeste, reforzando estos consumos hasta el ocaso. Además, cabe recordar que, con esta alternativa seleccionada, también se dispone de la mayor parte de los paneles de la instalación hacia el Sur en las zonas 1 y 2 (ver tabla 2) lo cual favorece un buen rendimiento y un elevado aporte en su conjunto para los picos de consumo de media mañana.



Figura 76: Configuración Este-Oeste. Fuente: MonSolar.

Por otra parte, otro motivo que refuerza la elección del método coplanar a este-oeste respecto a la elevación con estructura hacia sur, es el hecho de que se tiene una instalación con un mejor perfil aerodinámico (ver figura 76) reduciendo drásticamente la presión que le ejerce el viento, comparada con una configuración orientación sur la cual es mucho más vulnerable a los vientos del norte. En el primer caso se tiene una menor exposición al viento estando coplanar a la cubierta de aguas este-oeste.



Figura 77: Efecto del viento en configuración este-oeste vs hacia sur con estructura. Fuente: MonSolar.

Con todo lo comentado anteriormente queda justificada la selección de la **alternativa D** entre las cuatro presentadas.

5 – Análisis de alternativas tecnológicas

En este apartado se estudian las distintas alternativas tecnológicas para la configuración y elementos de la instalación fotovoltaica proyectada, entre las cuales se seleccionarán aquellas que mejor se adecúen a la situación del caso de estudio.

5.1. Tipos de paneles fotovoltaicos

Según la formación del material constitutivo de las células, se tendrá un tipo u otro de panel, los cuales son comúnmente distintivos en apariencia y color. La clasificación distingue entre los paneles de:

1. Silicio Cristalino
 - a. Monocristalino
 - b. Policristalino
2. De Capa Fina
 - a. Silicio amorfo hidrogenado
 - b. CIS/CIGS
 - c. CdTe
3. Multiunión
4. Emergentes
 - a. Células de Perovskita
 - b. Sensibilizadas con tinte
 - c. Orgánicas
 - d. Puntos cuánticos

A pesar de que a día de hoy las más eficientes sean las células multiunión, éstas todavía son muy caras y en fase experimental, por ello se usan sólo en aplicaciones muy concretas y donde se requiere mucha potencia en un tamaño pequeño.

Las células de silicio cristalino son las más comunes y empleadas comercialmente en todo el mundo. En base a esta primera clasificación, la distinción de los dos tipos de Si cristalino se hace en base a la diferencia en la estructura interna de la red cristalina.

En los paneles solares policristalinos, los multicristales están orientados al azar. Si el proceso químico de los cristales de silicio se lleva un paso más allá, las celdas policristalinas se convertirán en celdas monocristalinas más ordenadas y uniformes. Este proceso requiere de más tiempo y dinero pero con ello se logra un mayor rendimiento del panel, ya que esta estructura ofrece una mayor conductividad eléctrica, a pesar de que el principio de funcionamiento de ambos sea el mismo. Numéricamente, la eficiencia de un panel policristalino está en torno al 16-19% y el monocristalino llega al 25%.

Los paneles monocristalinos se suelen usar cuando no se dispone de mucha superficie para instalarlos. Además, se comportan mejor con radiación difusa, por ello son más recomendables para países nórdicos o con poca incidencia solar, y en climas fríos pues estos paneles soportan menos el sobrecalentamiento.

En contraposición, los policristalinos son más baratos, por lo tanto si se dispone de gran superficie para instalarlos, son más convenientes porque la menor eficiencia se compensa pudiendo poner más paneles. Son los que más se suelen utilizar, y son recomendables en zonas de mucha incidencia solar y mayor temperatura, porque bajo estas condiciones son capaces de aguantar mejor y generar más energía que el resto de paneles. En las figuras 78 y 79 se observan imágenes de sus diferencias en apariencia.

Una de las principales barreras tecnológicas de los paneles fotovoltaicos y que supone un reto actual lo constituye su límite de eficiencia, el cual se encuentra en torno a un máximo de 25% para los paneles comerciales más empleados, y en torno a un máximo alcanzado en laboratorio de 46% con las células multiunión más concentrador incorporado (ver figura 80).

Cabe mencionar que para el cálculo del aporte energético aproximado de cada propuesta de configuración de paneles planteada anteriormente en la Memoria, se ha empleado por defecto la tecnología de módulos policristalinos por ser la más comúnmente empleada. La cual, será la elegida para el presente proyecto, como se verá más adelante en el apartado de esta Memoria de “Selección final y justificación” de la tecnología a emplear.

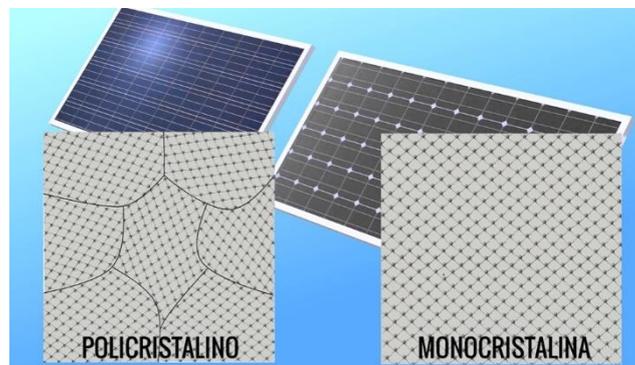


Figura 78: Comparativa en apariencia y estructura molecular de ambos tipos de Si cristalino, izq: policristalino, dcha: monocristalino. Fuente: Learn Engineering.

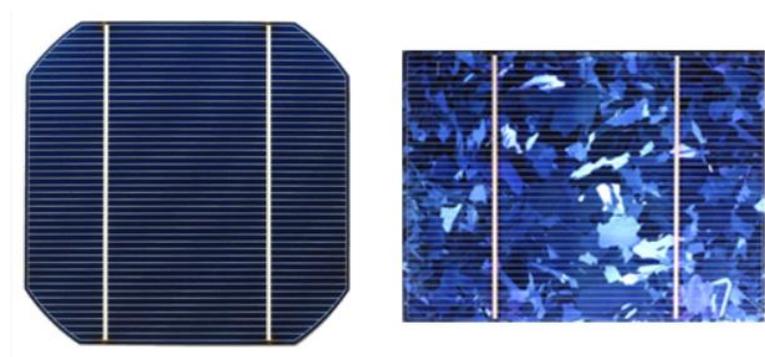
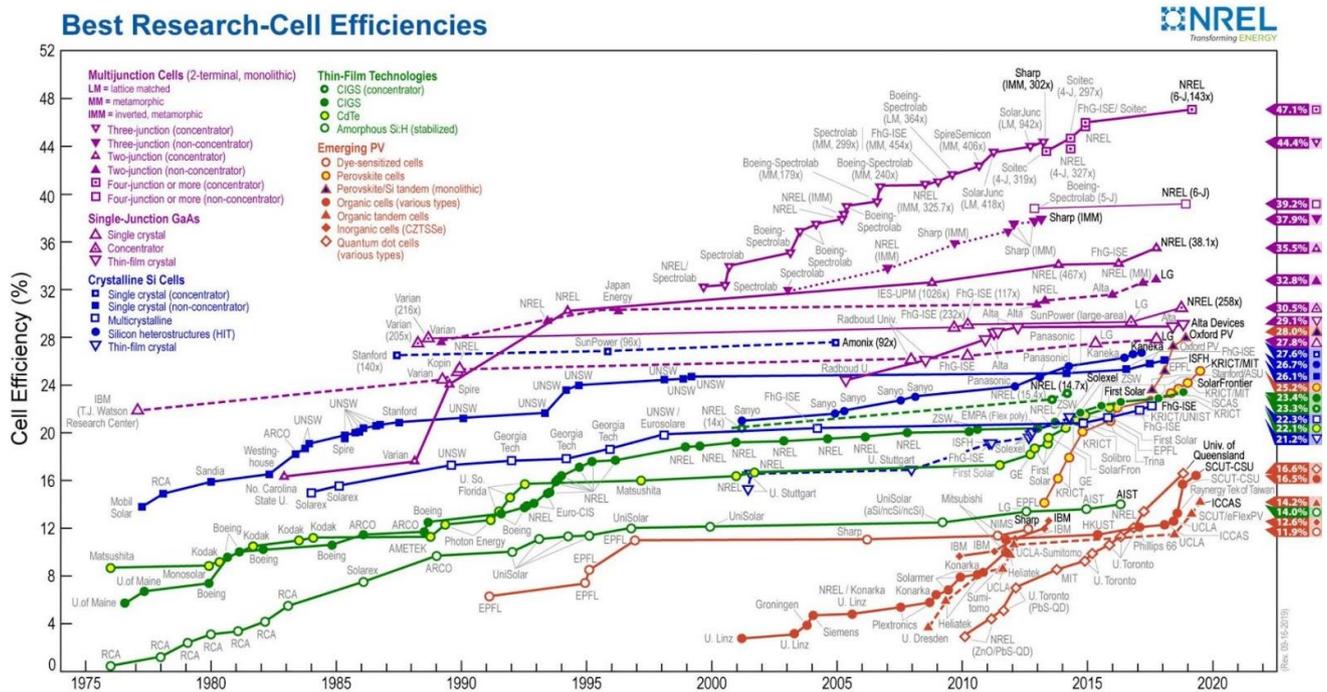


Figura 79: Comparativa en apariencia y estructura molecular de ambos tipos de Si cristalino, izq: policristalino, dcha: monocristalino. Fuente: Solar-energia.net.



5.2. Tipos de inversores

Un inversor - convertidor electrónico de potencia que transforma DC en AC - de un sistema fotovoltaico tiene como tarea principal entregar a su salida una corriente senoidal con bajo contenido armónico (THD mínimo) y alto factor de potencia (lo más cercano a 1 para minimizar la energía reactiva), además de estar sincronizado a la frecuencia que establece la red, especialmente si está conectado a ella. La mayoría de los tipos de inversores conectados a red disponibles comercialmente están diseñados para que sus entradas estén conectadas directamente al conjunto de paneles fotovoltaicos, así como de funcionar en el punto de máxima potencia del conjunto de paneles.

Aunque todos los inversores cumplen la misma función básica, se pueden distinguir diversos tipos de inversores según la forma en que están conectados con el conjunto de paneles fotovoltaicos y su forma de operar:

- Inversores centrales
- Inversores de string (Inversores de cadena)
- Inversores multistring (Inversor multicadena)
- Microinversores (Inversores por módulo)
- Inversores centrales con optimizadores de potencia

5.2.1. Inversores centrales

Un único inversor controla toda la instalación. Todas las cadenas, constituidas por módulos conectados en serie (strings), están reunidas en una conexión en paralelo a través de una combiner box, tras la cual se conecta al inversor. Cabe mencionar que el aporte de corriente de cada serie se sumará, habiendo comúnmente un aumento de sección de cable antes de entrar al inversor. Además, todos los strings se verán sometidos a la misma tensión, de ahí la necesidad en esta configuración de disponer de diodos de bloqueo para proteger cada string en caso de que disminuya su tensión respecto a las otras cadenas, u otras protecciones y consideraciones equivalentes.

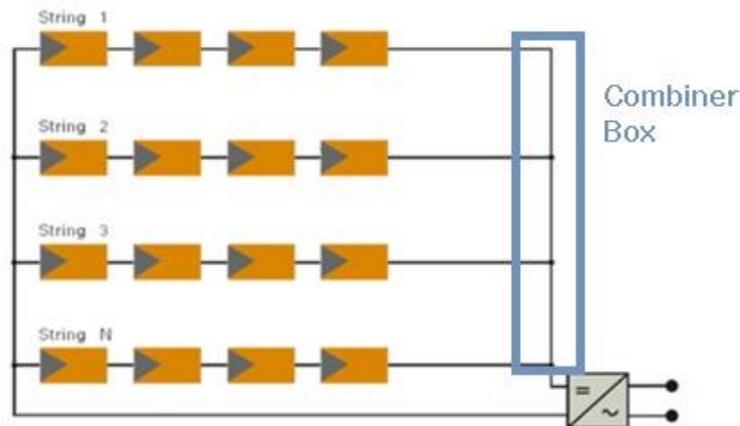


Figura 81: Esquema de inversor centralizado. Fuente: Aros Solar Technology.

- Ventajas:

Esta solución ofrece inversiones económicas limitadas, simplicidad de instalación y menores costes de mantenimiento.

- Desventajas:

Esta tipología es especialmente sensible a sombras parciales, limitando el aprovechamiento óptimo de cada cadena, las cuales se verán afectadas por la cadena más limitante, puesto que el inversor optimizará (con el seguimiento MPPT) su funcionamiento por dicha cadena de menor producción, por lo tanto algunos funcionarán por debajo de su potencial producción real. Un solo inversor presenta más riesgo de fallo para el sistema en general. La monitorización de estos solamente mide la producción total, impidiendo analizar remotamente si un panel o cadenas requieren reemplazo por fallos.

- Es apropiado y suele usarse para campos solares (u otros proyectos fotovoltaicos de gran tamaño a campo abierto) uniformes por orientación, inclinación y condiciones de sombra.

5.2.2. Inversores de string

Cada string, es decir, cada circuito o cadena de paneles en serie, se conecta a su inversor, representando una mini instalación independiente. En cada string la corriente a través de todos los paneles es la misma, y el aporte de los voltajes de cada panel se suman directamente. Con esta configuración se pretende que cada zona específica tenga un inversor con el cual trabajar en una misma inclinación y orientación (misma irradiancia) y pueda ajustar de manera óptima el PMP, solventando la aparición de sombras sin afectar al resto de la planta. Ver figura 82.

- Ventajas:

En esta configuración descentralizada se obtienen rendimientos mayores con respecto a los inversores centralizados, ya que cada inversor dispone de MPPT específico para cada string, reduciendo las pérdidas debidas a sombras. Se tiene también menor cableado en la parte de continua.

- Desventajas:

Mayor coste de inversión y mantenimiento; mayor cableado en la parte de alterna.

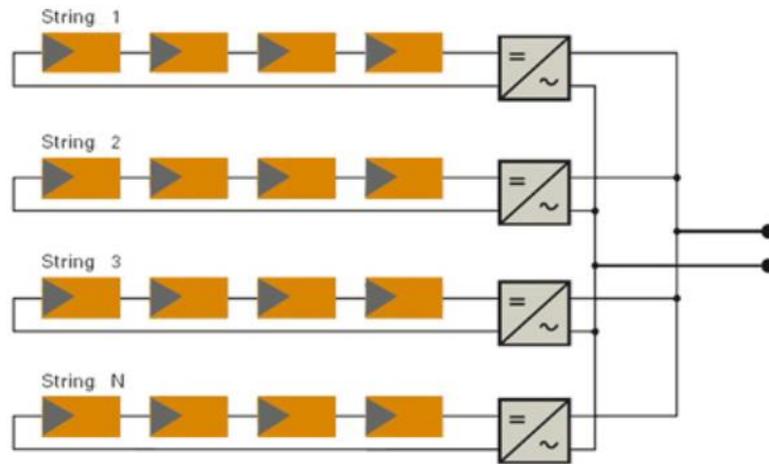


Figura 82: Esquema de inversor de string. Fuente: Aros Solar Technology.

5.2.3. Inversores multistring

Esta es la tipología intermedia entre los inversores centrales y los de string (o cadenas), ya que permiten la conexión de diversos strings con distintas condiciones de operación: distintas orientaciones, inclinaciones, potencias, sombras, etc. Del lado del generador DC los strings están conectados a entradas específicas controladas por MPPT independientes, pasando posteriormente a unirse en la etapa de conversión dc-ac funcionando como un inversor centralizado pero con el rendimiento más optimizado. Ver figuras 83 y 84.

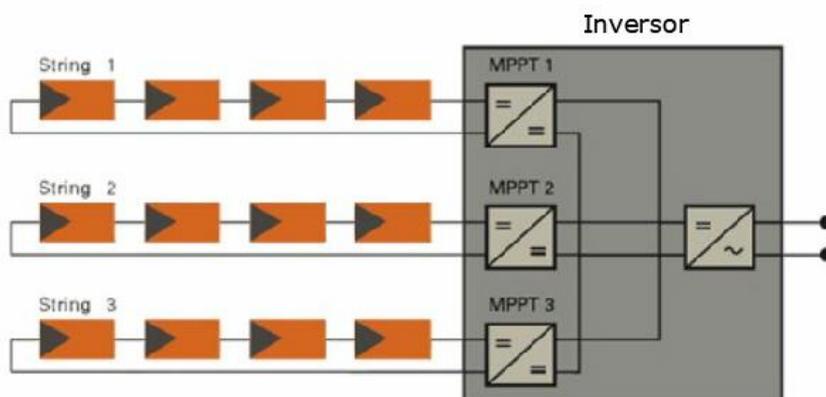


Figura 83: Esquema de inversor multistring. Fuente: Aros Solar Technology.

Combina las ventajas de un inversor centralizado con el seguimiento del punto óptimo de funcionamiento de los descentralizados. Cabe mencionar que los módulos en serie logran mayor rendimiento cuando se agrupan según condiciones similares de operación (orientación, radiación solar incidente, inclinación, sombras, etc). En esta configuración conviene conectar en las entradas del inversor con mismo MPPT aquellos strings que estén dispuestos para un funcionamiento similar, y aquellos strings que tendrán condiciones distintas conectarlos a entradas MPPT distintas.

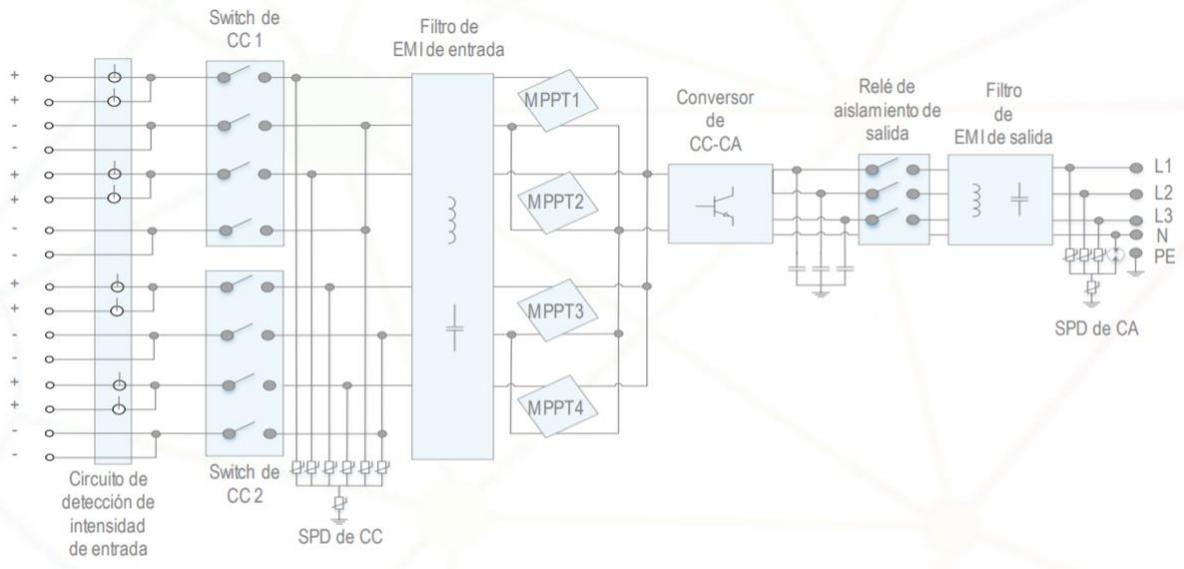


Figura 84: Esquema eléctrico de un inversor multistring (con seguidores MPPT independientes). Fuente: Catálogo HUAWEI SUN2000-36KTL.

5.2.4 - Microinversores

Esta tipología funciona de forma opuesta a los inversores centralizados, en lugar de tener un inversor para un conjunto de paneles, se tiene un inversor compacto para cada panel solar. De tal manera, en lugar de una conexión en serie en corriente continua, se utiliza conexión paralela en corriente alterna. Esta configuración busca que todos los paneles individualmente funcionen al PMP, ya que cada microinversor dispone del seguimiento MPPT. Aquí se concibe el panel fotovoltaico y el inversor como una única unidad, e incluso existen microinversores tan pequeños que se pueden incluso ubicar dentro de la propia caja de conexiones (j.box) del panel. Ver figura 85.

- Ventajas:

Mejor comportamiento frente a sombras; posibilidad de monitorización individualizada de cada panel, por lo que menor pérdida de tiempo buscando fallas; puesta a tierra sencilla, integrada directamente al circuito de microinversores; mayor producción de energía que un sistema con inversor centralizado, para la misma potencia instalada. Gracias a la conexión paralela, cada panel solar opera de forma independiente al resto del sistema, por lo tanto, los problemas de un módulo no afectan a otros. Puede operar efectivamente incluso con muchas diferencias operativas de orientaciones, inclinaciones, sombras, etc. Permiten agregar paneles de diferentes potencias a la misma cadena del inversor central sin afectar a la producción, lo cual es interesante para aquellas instalaciones con espacio libre con posibilidad de ampliación de paneles en un futuro con posterioridad a la instalación.

- Desventajas:

Elevado coste de inversión. El rendimiento de un inversor modular es inferior al de los inversores de mayor potencia, aunque esta diferencia se compensa con un mejor ajuste del PMP al realizarse de cada panel. El mantenimiento resulta más complejo, ya que hay un microinversor en cada panel. Si el acceso al conjunto de paneles es complicado, por ejemplo en una cubierta de una vivienda, generalmente los microinversores

no son la mejor opción. Su integración con sistemas de almacenamiento como baterías es más compleja al requerir dos pasos adicionales de conversión de corriente: debido a que la potencia de salida del panel se convierte a AC inmediatamente a la salida de cada módulo, se debe reconvertir a DC para almacenaje en baterías y luego convertir otra vez a AC para su uso.

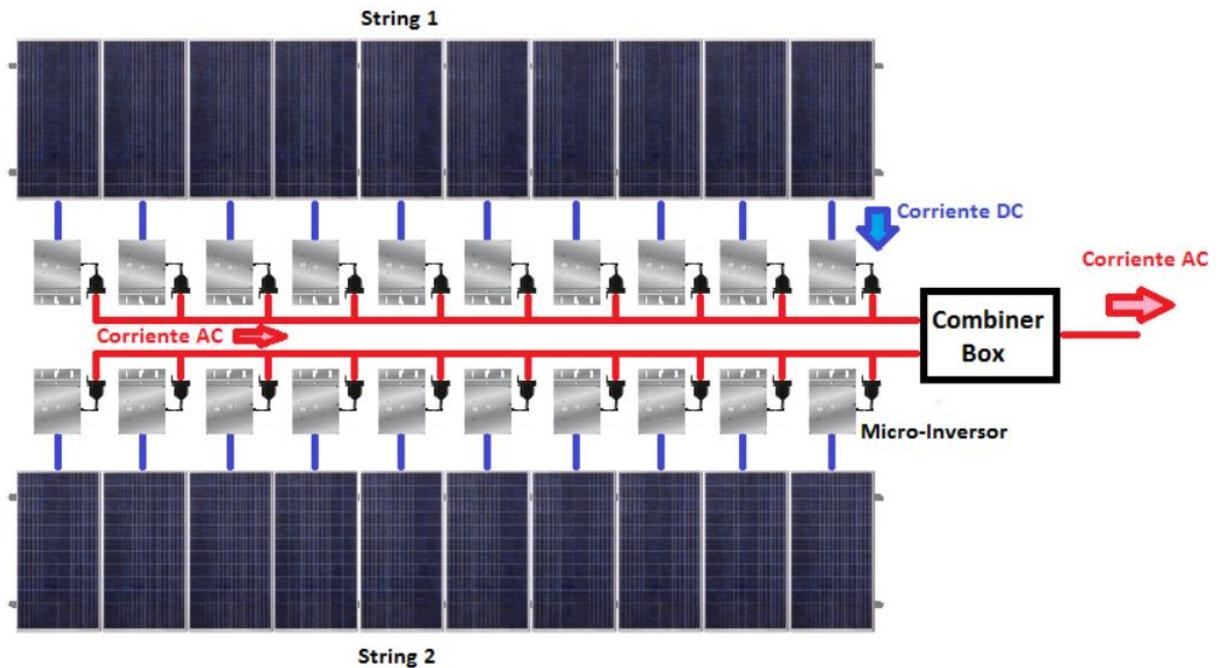


Figura 85: Esquema de microinversores. Fuente: Alpha Tecnics-Energía Solar & Eficiencia Energética.

5.2.5 - Inversores centrales con optimizadores de potencia

Esta tipología es una híbrida entre los microinversores y los inversores centrales. El sistema utiliza un inversor central, pero los módulos no están directamente conectados al circuito serie, sino que cada módulo (o cada 2 o 3 módulos) se conectan por medio de un optimizador de potencia, y a la vez los optimizadores se conectan en serie. El coste de este sistema es también intermedio entre uno con microinversores y uno convencional con inversores centralizados. Funcionan separando las dos principales funciones del inversor - optimización (seguidor MPPT) y conversión - para hacer la optimización a nivel de panel y la etapa de conversión DC-AC a nivel de cadena o arreglo de paneles.

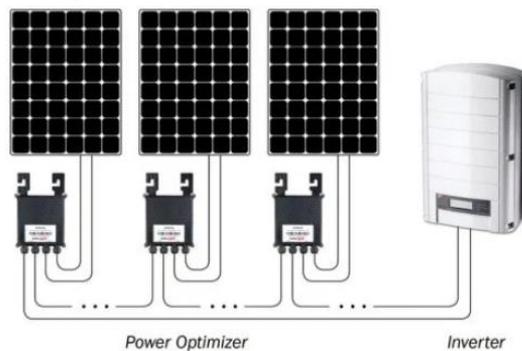


Figura 86: Sistema de inversor central con optimizadores. Fuente: SolarEdge.

- **Ventajas:**

Tienen menor coste que los microinversores (aunque todavía mayor al coste de un inversor central). Los optimizadores tienen larga vida útil. Al igual que los microinversores, permiten la monitorización panel por panel para poder comparar eficiencias y encontrar fallas fácilmente; permiten optimizar el funcionamiento de cada panel individualmente; permiten agregar paneles de diferentes potencias a la misma cadena del inversor central sin afectar a la producción. Tienen rangos de voltaje más amplios que los microinversores.

- **Desventajas:**

Sigue dependiendo de un inversor central cuya vida útil habitualmente no es mayor a 10-15 años, y una falla de dicho inversor sigue haciendo que todo el sistema falle. El agregar paneles adicionales a un sistema ya dimensionado para la capacidad del inversor central resulta más costoso que con microinversores, porque en este caso requieres de otro inversor central nuevo para agregar pocos paneles, lo cual incrementa el coste por panel adicional.

5.3 - Selección final y justificación de tecnología a emplear

Llegados a este punto, con toda la información presentada de alternativas posibles, se procede a la selección final de las tecnologías a emplear para la instalación.

Para el panel se escoge tecnología de silicio cristalino, por ser los más empleados en el sector, asequibles a nivel comercial y tener una buena relación calidad-precio; concretamente se escoge uno de tecnología policristalina, puesto que tienen un mejor funcionamiento bajo condiciones de mucha incidencia solar y altas temperaturas como es el caso. Además, es suficiente con estos y no se requiere de los monocristalinos de rendimiento mayor, al tener una superficie útil bastante considerable. Por ello se escoge uno de potencia 350Wp del fabricante Canadian Solar, concretamente el modelo KuMax CS3U 350P, el mismo cuyas dimensiones (2000x992mm) se han empleado en la distribución en los planos presentados de las alternativas de configuración. Por lo tanto, la instalación tendrá una potencia pico de: 280 paneles x 350Wp/panel = 98kWp.

Para el inversor se escoge la tipología multistring, es decir, que permite la conexión de diversos strings con distintas condiciones de operación. Se selecciona esta tecnología puesto que la instalación contará con diversos conjuntos de paneles con diferentes orientaciones y por tanto, distintas condiciones de operación, por lo tanto, un inversor central no sería viable porque se tendría un pésimo rendimiento. Un inversor de string tampoco es viable porque se requerirán numerosos inversores lo cual encarecería demasiado la instalación. Los microinversores y los optimizadores de potencia también encarecerían demasiado la instalación y en este caso no son necesarios puesto que ya se ha hecho un estudio exhaustivo de sombras, descartando aquellas zonas más críticas, y por lo tanto, la instalación final proyectada ya estará mayormente libre de sombras, por lo tanto no hace falta optimizar a nivel tan preciso por panel individualizado.

Los inversores multistring escogidos son concretamente los Huawei SUN2000, uno de potencia 36kW y otro de potencia 60kW, como se verá en el apartado correspondiente.

6 – Diseño y descripción de la propuesta escogida

6.1. Descripción general

Como se ha visto en apartados anteriores, la selección de la propuesta, en resumen, incluye paneles fv de tecnología policristalina e inversores multistring. Y en cuanto a la configuración de la instalación, se ha seleccionado la opción D, con 280 módulos en total.

La planta fotovoltaica generadora estará ubicada sobre la cubierta de la nave industrial y teniendo acceso de forma privada. Tendrá una potencia pico instalada de 98 kWp y una potencia nominal de 96 kW, la máxima de salida que ofrecen los 2 inversores que acompañarán los módulos fotovoltaicos. Éstos serán de 60 y 36 kW (como se verá en la descripción de los inversores), y se les repartirá en agrupaciones según la capacidad de cada una de las distintas cadenas de módulos: se tendrá una configuración de 9 ramas de paneles fv en paralelo conectadas al inversor de 60kW, y otras 5 ramas de paneles fv en paralelo en el otro inversor, de 36kW. Cada rama constituirá un string, es decir, una cadena de módulos fv en serie, con 20 módulos conectados en serie por rama (ver planos P03 y P05 en el documento E de planos, y cálculos justificativos en el Anexo I).

En cuanto a la configuración del sistema, se dispondrá un total de **280 módulos** organizados según muestra la tabla 2 (ver también plano P03 de la distribución por strings).

	Nº módulos	Orientación paneles	Agua Nave	Estructura adicional	Nº Strings
Zona 1	60	Sur	Sur	No (Coplanares)	3
Zona 2	60	Sur	Norte	Sí (Escuadras-barras)	3
Zona 3	60	Este	Este	No (Coplanares)	3
Zona 4	100	Oeste	Oeste	No (Coplanares)	5

Tabla 2: Configuración general de la planta fotovoltaica generadora. Fuente: Creación Propia.

Todos los strings de todas las zonas se dispondrán sin tapar los lucernarios presentes de la cubierta, para mantener la entrada de luz natural a la nave. Así como previendo zona suficiente entre las susodichas cadenas de paneles tanto para la colocación de las canalizaciones del cableado como para facilitar un mantenimiento adecuado.

La planta fotovoltaica propuesta irá configurada con los equipos que muestra la tabla 3, los cuales se detallarán en los apartados siguientes.

Nº de paneles	280
Modelo de paneles	KuMax CS3U-350P (Canadian Solar)
Potencia unitaria	350 Wp
Potencia pico total	98 kWp
Nº de inversores	2
Modelo de inversores	Huawei SUN2000-36KTL Huawei SUN2000-60KTL
Potencia nominal inversores	96 kW (1x36kW + 1x60kW)

Tabla 3: Resumen de equipos. Fuente: Creación Propia.

6.2. Paneles fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos serán del fabricante: Canadian Solar, concretamente el modelo: KuMax CS3U-350P, de potencia pico por panel de 350Wp.

Con 144 células solares de silicio policristalino de alta eficacia, con un vidrio templado y de alta transmisión que proporciona una eficiencia del módulo de hasta el 17,64%, se minimizan los costes de la instalación y maximizan el rendimiento proporcionado por el sistema por unidad de área.

Con un marco de aluminio anodizado resistente a la corrosión, robusto, testado independientemente para resistir las cargas de viento, nieve y otras inclemencias, asegura una vida mecánica estable de los módulos.

El fabricante garantiza la potencia y productividad durante 25 años y el producto durante 10 años.

La caja de conexión lleva incorporados 3 diodos bypass (diodos de derivación), que evitan la posibilidad de avería o disminución de productividad de las células fotovoltaicas, que componen el panel, y su circuito, por sombreados parciales de uno o varios módulos dentro de un conjunto.

Cada panel lleva su caja de conexiones IP68 y enchufe de conexionado de terminales MC TYCO PV4 (denominados comúnmente MC-4).

En las tablas 4 y 5 se resume las características generales de los módulos KuMax 350Wp. Además, en el Anexo IV se adjuntan la documentación técnica completa.

Las medidas eléctricas están referenciadas bajo las condiciones estándar STC:

Temperatura de célula = 25°C

Irradiancia = 1000W/m²

Espectro = AM 1,5

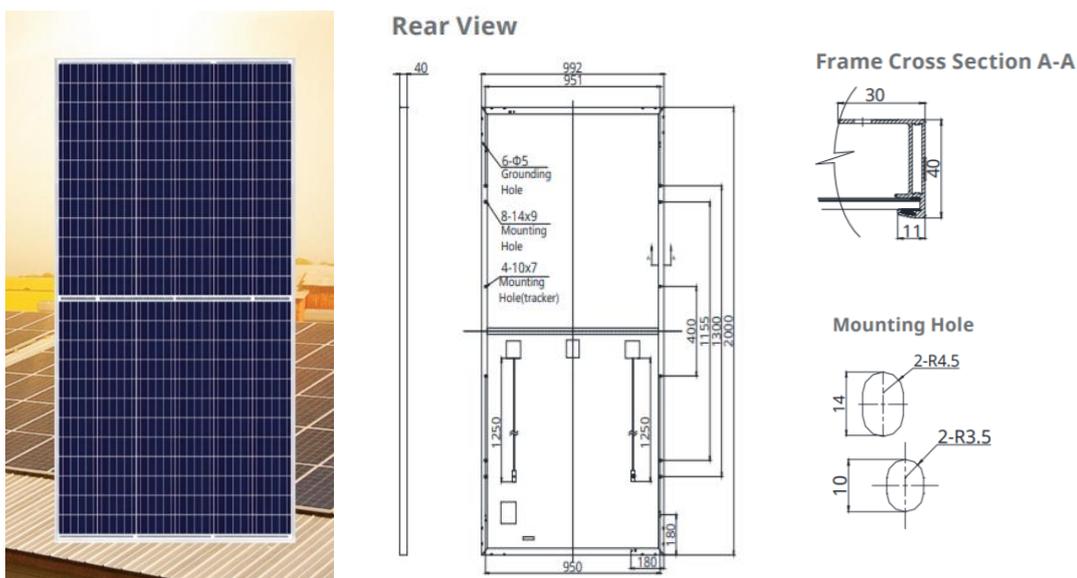


Figura 87: Vista del panel modelo: KuMax 350Wp, de la firma Canadian Solar. Fuente: Ficha técnica de Canadian Solar.

Aspectos eléctricos	
Potencia máxima/pico (Pmax)	350 Wp
Corriente en el punto de máxima potencia (Imp)	8,94 A
Tensión en el punto de máxima potencia (Vmp)	39,2 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	9,51 A
Tensión de circuito abierto (Voc)	46,6 V

Tabla 4: Características eléctricas principales del módulo KuMax 350Wp. Fuente: Creación propia según datos de la ficha técnica.

Aspectos físicos	
Longitud	2000 mm
Anchura	992 mm
Espesor	35 mm
Peso	22,5 kg

Tabla 5: Características físicas principales del módulo KuMax 350Wp. Fuente: Creación propia según datos de la ficha técnica.

6.3. Estructuras soporte

Para el soporte de los módulos coplanares a la cubierta se emplearán estructuras de aluminio anodizado. Son estructuras de cubierta, fijadas mediante mordazas metálicas que irán sujetas en los perfiles de la cubierta existente, es decir, en las greclas de los paneles sándwich de que dispone la cubierta de la nave.

El material a utilizar es de aluminio bruto capaz de resistir la carga producida por el peso de los módulos, además de las posibles sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la Edificación (CTE), parte II, DB SE Y DB SE-AE. Su instalación es tal, que una vez finalizada la vida de la instalación, si se requiere, es posible desmontar la estructura, quedando la superficie en su estado original.

Los puntos de sujeción de los módulos a la estructura serán efectuados de tal forma que queden perfectamente sujetos y se les permita una ligera dilatación debida a la temperatura de trabajo a la que puedan trabajar según la estación del año y variabilidades meteorológicas de la zona. Por lo tanto, el diseño, la construcción de la estructura y el sistema de fijación de los módulos fotovoltaicos permitirá las dilataciones térmicas, sin transmitir las cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos.

El aluminio empleado garantiza un buen aislamiento eléctrico. Se evitará la formación de pares galvánicos entre la estructura y el marco del panel fotovoltaico.

La fijación de los módulos a la estructura se llevará a término mediante tornillería de acero inoxidable, según la normativa MV-106.

Las estructuras mencionadas serán coplanares a la cubierta de la nave industrial en las zonas 1,3 y 4; con una inclinación de 6° sobre la horizontal, la misma que tiene la propia cubierta. Al estar los módulos completamente coplanares, la fuerza horizontal es despreciable, debido a que el área de actuación es mínima, y la fuerza vertical queda eliminada al multiplicarse por $\sin 0^\circ$.

Se anclarán a la cubierta unas barras, tipo pletinas, de acero galvanizado, y encima se instalarán unas guías denominadas trapezoidales (u omegas), que harán de rieles e irán cogidas a las pletinas mediante tornillos. Encima de las guías se colocarán los denominados interclamps y endclamps encajados, los cuales sujetarán el módulo a la estructura y lo anclarán a los módulos contiguos.

Como los módulos se colocarán en horizontal, transversales a la greca, las guías/rieles trapezoidales se dispondrán longitudinalmente en la dirección de la greca, según se indica en la figura 89.

La justificación de la resistencia estructural en la nave, se presenta en el Anexo I, de cálculos.

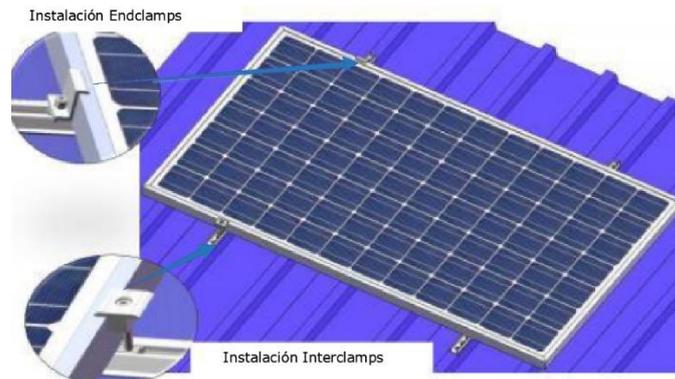


Figura 88: Muestra de la sujeción con interclamps y endclamps. Fuente: Portal Solar.



Figura 89: Muestra de la sujeción mediante trapezoidal atornillado a pletina sobre greca. Fuente: Portal Solar.



Figura 90: Fotografía de un ejemplo de instalación mostrando la sujeción a la cubierta de grecas. Fuente: Propia.



Figura 91: Ejemplo de sujeción integrada. Fuente: Propia.

6.4. Estructura rectificadora del agua Norte

Se ha realizado un modelado 3D, mediante el software 'SketchUp Pro', de la estructura que irá en el agua Norte para darles a los paneles una orientación Sur. Se puede observar dicha estructura proyectada en detalle desde distintos ángulos de visión de la nave – figuras 92, 93, 94, 95 - además de un modelado con los 60 módulos fotovoltaicos de esa zona 2 (según la tabla 2) dispuestos sobre la estructura (3 strings de 20 módulos) - figuras 96, 97, 98, 99, 100.

Para la realización del modelado se ha procedido primero a la construcción de las dos naves mediante las herramientas de construcción que ofrece el programa, empleando extrusiones principalmente. A continuación, se ha proyectado la estructura formada por escuadras triangulares, utilizando también las herramientas básicas - el lápiz de líneas principalmente. Para la aproximación del obstáculo que hay en dicha agua de la nave, que interfiere en la colocación de la estructura, se ha empleado las mismas herramientas básicas. En cuanto a los módulos se ha empleado una unidad de módulo preconstruído del 'Warehouse' de Sketchup, la galería de elementos 3D que dispone.

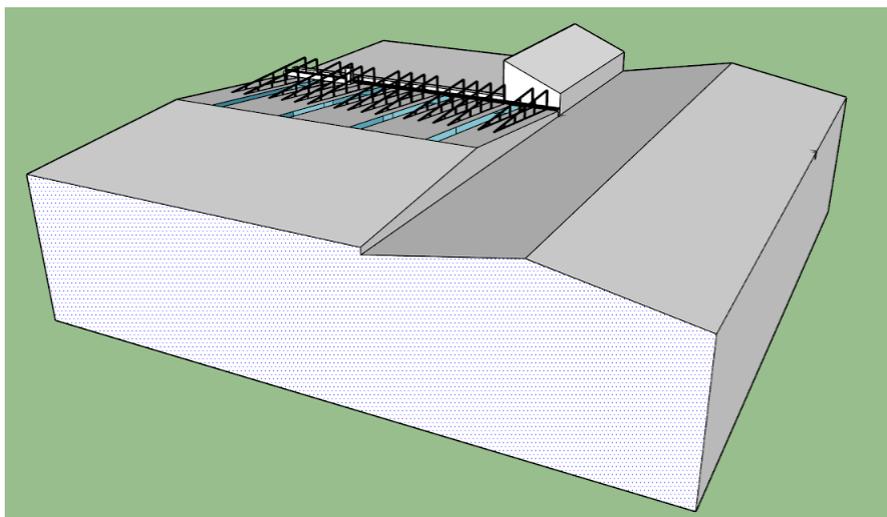


Figura 92: Modelado estructura del Agua Norte - Vista frontal. Fuente: Creación propia en SketchUp.

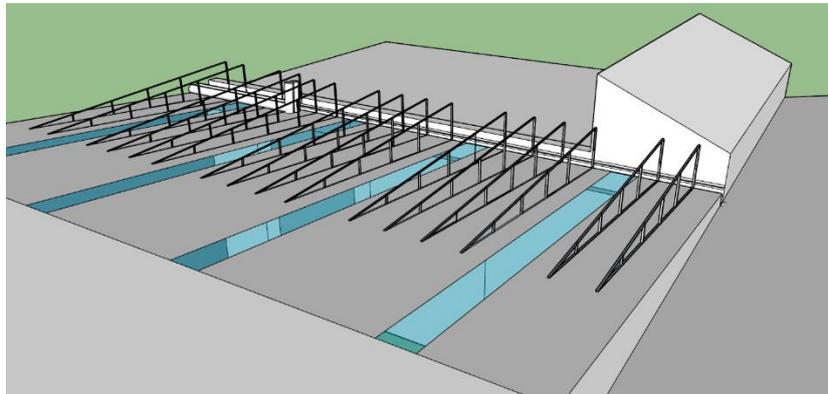


Figura 93: Modelado estructura del Agua Norte - Vista frontal acercada. Fuente: Creación propia en SketchUp.

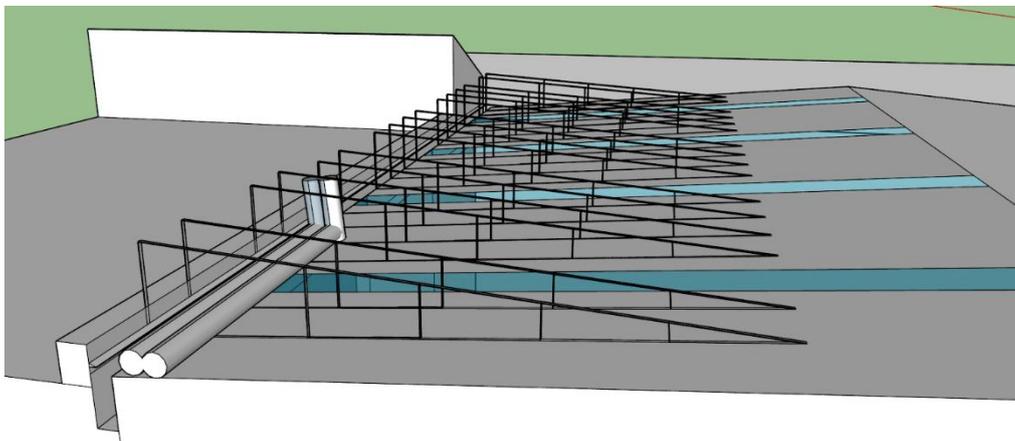


Figura 94: Modelado estructura del Agua Norte - Vista lateral izquierdo. Fuente: Creación propia en SketchUp.

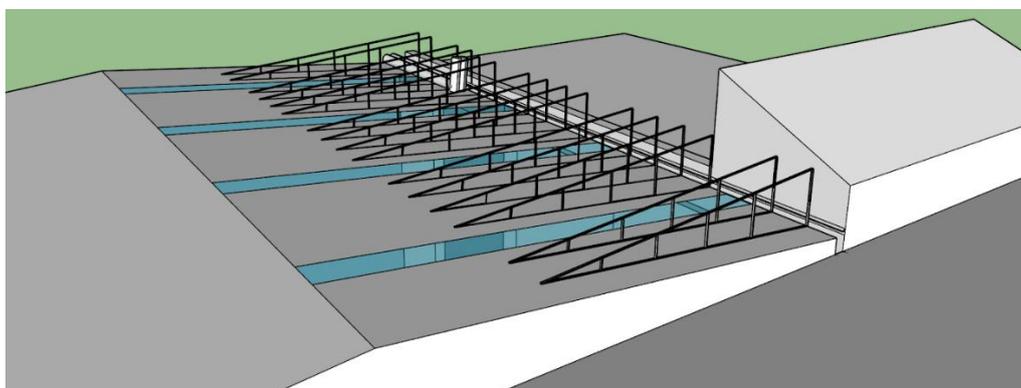


Figura 95: Modelado estructura del Agua Norte - Vista lateral derecho. Fuente: Creación propia en SketchUp.

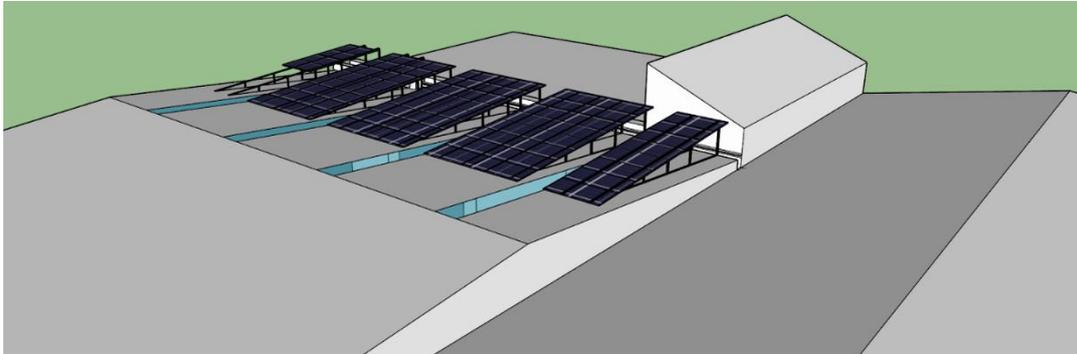


Figura 96: Modelado estructura del Agua Norte con los módulos fv - Vista frontal acercada. Fuente: Creación propia en SketchUp.

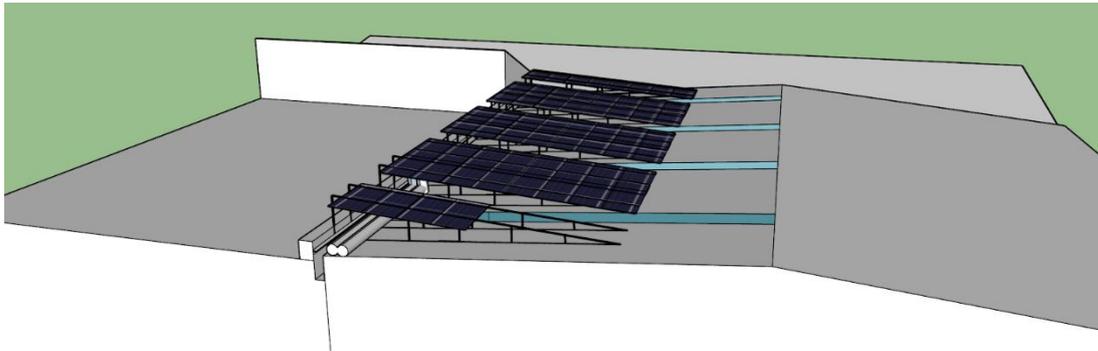


Figura 97: Modelado estructura del Agua Norte con los módulos fv - Vista lateral izquierdo. Fuente: Creación propia en SketchUp.

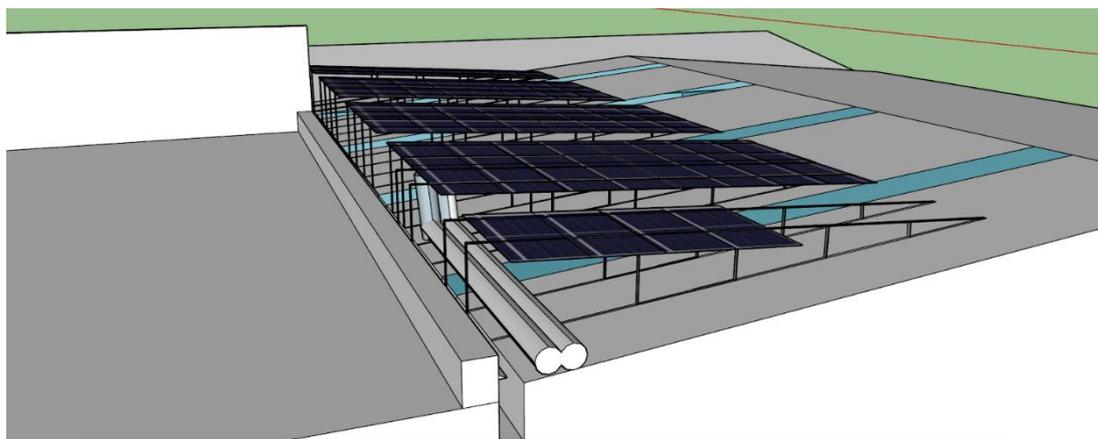


Figura 98: Modelado estructura del Agua Norte con los módulos fv - Vista lateral izquierdo acercada. Fuente: Creación propia en SketchUp.

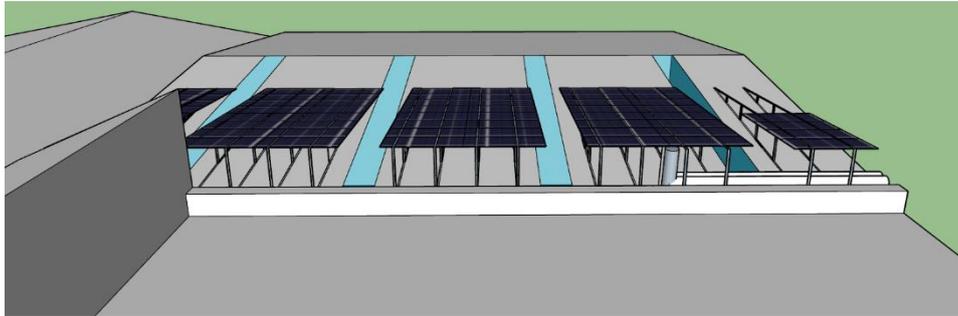


Figura 99: Modelado estructura del Agua Norte con los módulos fv - Vista trasera. Fuente: Creación propia en SketchUp.

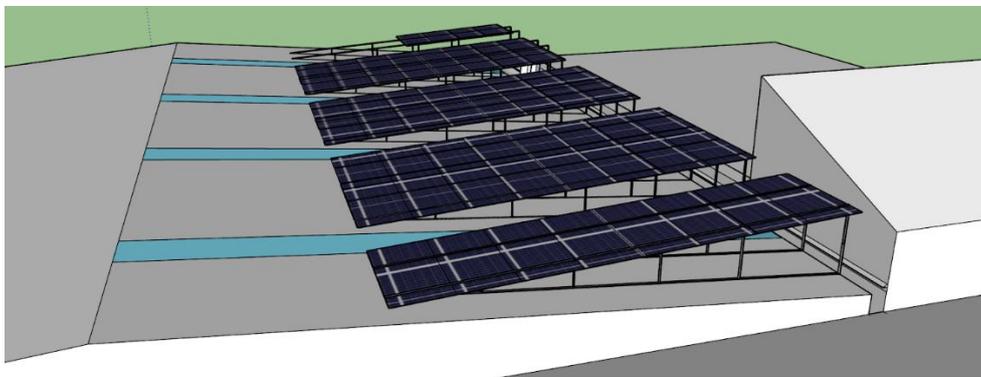


Figura 100: Modelado estructura del Agua Norte con los módulos fv - Vista lateral derecho. Fuente: Creación propia en SketchUp.

Se empleará un total de 16 escuadras triangulares como las mostradas en las figuras anteriores, de las cuales 12 serán del tipo 1 y 4 del tipo 2, según los planos P09 y P10.

Las 4 escuadras de tipo 2 serán de distinta construcción a las demás puesto que se encuentra un obstáculo (una tubería, como se puede observar claramente en la figura 98) que impide emplear el apoyo más largo de la escuadra al suelo, por lo que éste se realiza en el muro contiguo disponible. Además se pegarán al final de la cubierta para aprovechar tanto el muro para resistencia estructural, como el muro de la pequeña cubierta hacia Este, que hace de efecto parapeto contra vientos.

Las escuadras triangulares tendrán una inclinación total de 12° , puesto que se necesitarán unos 6° iniciales para salvar la inclinación propia del agua, hasta llevarlo al plano horizontal, y posteriormente otros 6° adicionales para que los módulos tengan dicha inclinación, para disponerlos con la misma inclinación que los módulos coplanares de la zona 1 (el Agua Sur que tiene justo contigua a la Norte tras la cumbre). En las figuras 101 y 102 se puede ver gráficamente la inclinación relativa entre escuadra-cubierta mencionada, y se observa como la estructura queda paralela a la cubierta del agua Sur. Se decide no darles una inclinación superior ya que, a pesar de que generaría más producción energética, se vería más afectado por la fuerza del viento al tener más altura y por tanto suponiendo una mayor peligrosidad. De la misma manera, se decide situar la estructura lo más pegada atrás, alejada de la cumbre, para hacerla más segura por vientos también, ya que al tener la estructura de detrás se verá más refugiada y protegida, pudiendo además emplear el muro de detrás como sujeción adicional.

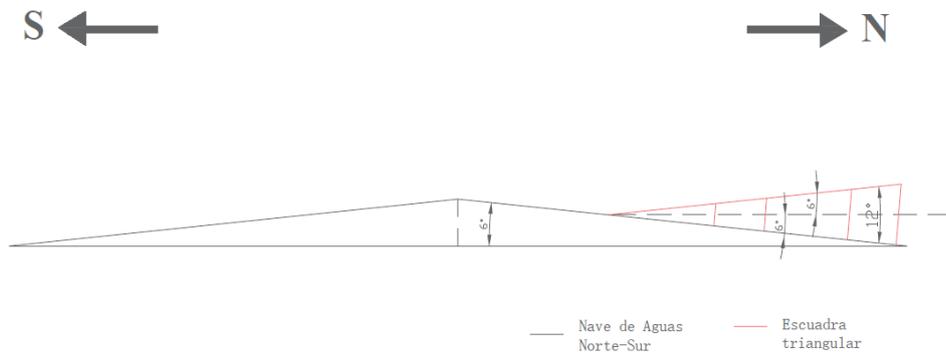


Figura 101: Inclinación de la estructura del agua norte. Fuente: Creación propia en Autocad.

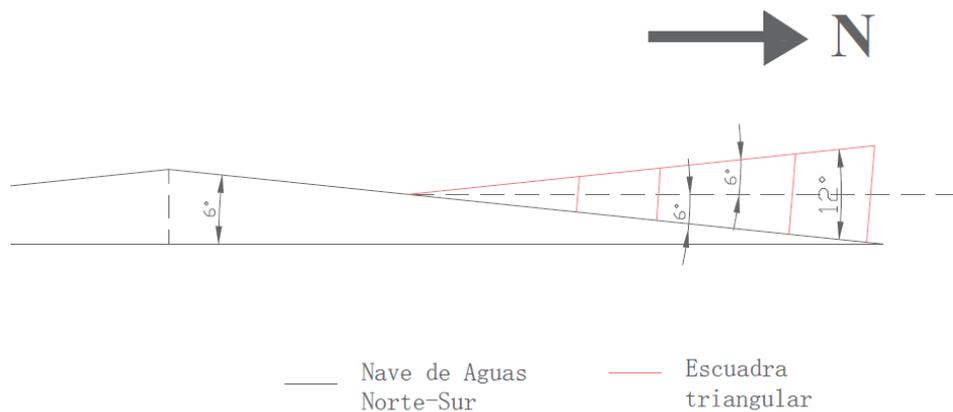


Figura 102: Inclinación de la estructura del agua norte, vista ampliada. Fuente: Creación propia en Autocad.

La estructura de escuadras triangulares estará compuesta por barras unidas entre sí mediante soldaduras. Las barras serán perfiles rectangulares de acero galvanizado para garantizar un buen aislamiento eléctrico y evitando la formación de pares galvánicos entre la estructura y el marco del panel fotovoltaico. Las dimensiones de cada barra serán de 40x40x2mm, en acero galvanizado, y de forma que aguanten las diversas cargas que le afectan, según los cálculos realizados en el Anexo I. Conformarán la estructura en escuadras triangulares que irán atornilladas por su base a las grecas de la cubierta.

Las barras de la base de la escuadra en la cubierta se situarán sobre la parte de las grecas y cada módulo dispuesto en horizontal se apoyará sobre dos escuadras triangulares. El marco del módulo se unirá a las escuadras mediante los trapezoidales atornillados, en los que, a su vez, se disponen los interclamps y endclamps que permiten la sujeción a la estructura y entre los módulos. Además, cada dos escuadras triangulares se realizará en la parte final una cruz con dos pletinas, mediante atornillado, para asegurar una correcta sujeción, integración y estabilidad del conjunto de la estructura, como se muestra en la figura 103.



Figura 103: Ejemplo de la cruz de sujeción para la estructura. Fuente: Propia.



Figura 104: Ejemplo de estructura con escuadras triangulares. Fuente: Propia.

6.5. Inversores

Los inversores a emplear son del fabricante Huawei. Se instalarán dos de distinta potencia cada uno, modelos: SUN2000-36KTL y SUN2000-60KTL, de 36kW y 60kW respectivamente. Conformando así una potencia nominal de la instalación global de 96 kW.

Los inversores actúan como fuente sincronizada con la red y disponen de microprocesadores de control y de PLC de comunicaciones. Trabajan conectado por su lado DC al generador fotovoltaico, y por su lado AC a la red interna que suministra a la nave.

El inversor está caracterizado por una etapa electrónica de conversión de potencia, la cual supone un aislamiento galvánico entre las partes de continua y alterna. Disponen de microprocesadores encargados de garantizar la curva senoidal con una mínima distorsión. La lógica de control empleada garantiza además de un funcionamiento automático completo, el seguimiento del punto de máxima potencia (MPP) y evita las posibles pérdidas durante periodos de reposo (Stand-By). Es capaz de transformar en corriente alterna y entregar a su salida la potencia que el generador fotovoltaico genera en cada instante, funcionando a partir de un umbral mínimo de radiación solar.

Además, permite la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, evitando el funcionamiento en isla, garantía de seguridad para los operarios de mantenimiento de la compañía eléctrica distribuidora. Los umbrales en la conexión a la red son los siguientes:

En frecuencia: 50 Hz (máxima 51Hz y mínima 49Hz)
 En tensión: 0,85U_m a 1,1U_m

También actúa como controlador permanente de aislamiento para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de resistencia de aislamiento, junto con la configuración flotante para el generador fotovoltaico garantiza la protección de las personas.

En las tablas 6 y 7 se presentan las características resumidas de los inversores seleccionados; las características específicas en detalle se pueden ver en la tabla completa de la ficha técnica adjunta en el Anexo IV.

Inversor 1: HUAWEI SUN 2000-36KTL	
<i>Entrada</i>	
Máx.tensión entrada	1100 V
Máx. intensidad por MPPT	22 A
Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT	30 A
Tensión de entrada inicial	250 V
Rango tensión de operación de MPPT	200 V - 1000 V
Tensión nominal de entrada	620 V @380Vac/400Vac
Máx. cantidad de entradas	8
Cantidad de MPPT	4
<i>Salida</i>	
Potencia nominal activa de CA	36 kW
Máx. potencia aparente de CA	40 kVA
Tensión nominal de salida	230 V / 400 V
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz
Intensidad de salida nominal	52.2 A @ 400 Vac
Máx. intensidad de salida	57.8 A @ 400 Vac
Máx. distorsión armónica total	< 3%

Tabla 6: Características principales del inversor de 36kW. Fuente: Creación propia según los datos de la ficha técnica.



Figura 105: Imagen del inversor de Huawei SUN2000-36KTL de 36kW. Fuente: Catálogo de Huawei.

El inversor 36KTL cuenta con monitorización inteligente de 8 strings de entrada totales, de los cuales hay 4 MPPT; soporte de comunicaciones por línea de alimentación eléctrica (PLC) y soporte de diagnóstico inteligente de curvas I-V. Además cuenta con una Unidad de monitorización de la intensidad residual (RCMU) y de una desconexión de CC integradas.

El inversor 60 KTL cuenta con monitorización inteligente de 12 strings de entrada totales, de los cuales hay 6 MPPT; soporte de comunicaciones por línea de alimentación eléctrica (PLC) y soporte de diagnóstico inteligente de curvas I-V. Además cuenta con una Unidad de monitorización de la intensidad residual (RCMU) y de una desconexión de CC integradas.

Inversor 2: HUAWEI SUN 2000-60KTL	
Entrada	
Máx.tensión entrada	1100 V
Máx. intensidad por MPPT	22 A
Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT	30 A
Tensión de entrada inicial	250 V
Rango tensión de operación de MPPT	200 V - 1000 V
Tensión nominal de entrada	620 V @380Vac/400Vac
Máx. cantidad de entradas	12
Cantidad de MPPT	6
Salida	
Potencia nominal activa de CA	60 kW
Máx. potencia aparente de CA	66 kVA
Tensión nominal de salida	230 V / 400 V
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz
Intensidad de salida nominal	86.7 A @ 400 Vac
Máx. intensidad de salida	95.3 A @ 400 Vac
Máx. distorsión armónica total	< 3%

Tabla 7: Características principales del inversor de 60KW. Fuente: Creación propia según los datos de la ficha técnica.



Figura 106: Imagen del inversor de Huawei SUN2000-60KTL de 36kW. Fuente: Catálogo de Huawei.

En el Anexo I de 'Cálculos justificativos' se detalla la justificación del equipo inversor en cuanto a potencia. También se detalla la configuración por strings seleccionando el número de paneles por string así como el número de strings conectados a cada entrada de los inversores, para que operen de manera equilibrada, y comprobando la adecuación de valores de intensidad y tensión aceptables por los inversores. Además, en los planos P03 y P05 se puede ver dicha distribución gráficamente.

6.5.1. Monitorización de los inversores

Cada inversor tiene un sistema wifi integrado de monitorización que actúa como interfaz entre la instalación de energía solar y el mundo exterior. Es posible visualizar mediciones e información general acerca del estado del inversor en la pantalla LCD del dispositivo. La interfaz serie RS-485 posibilita la conexión con un PC mediante el software de comunicación. La presencia de una interfaz de acceso a internet mediante una conexión Ethernet hace posible la realización de consultas a distancia.

6.5.2. Ubicación de los inversores

Los inversores se ubicarán en el interior de la nave industrial, cercanos al cuadro de maniobra (ver plano P02).

La ubicación del cuadro de mando y protección (CBT en alterna) en la misma ubicación de los inversores, permite una cómoda conexión de los cables de entrada y salida de cada inversor. Además, permite las aperturas pertinentes para seccionar eléctricamente aguas arriba de cada inversor y aguas abajo del CGBT de la nave. Los inversores disponen de seccionadores de DC (Switch de CC) para poder cortar eléctricamente aguas abajo del mismo. Por tanto, se podrá realizar sobre el mismo tareas de mantenimiento con total seguridad.

La ventilación en la ubicación de los inversores viene garantizada por ventilación natural, al ser una zona amplia sin restricción al flujo natural que lo airea. Se dispondrán colgados en pared, por lo que tendrán suficiente espacio a su alrededor que favorece la ventilación para evitar sobrecalentamientos y favoreciendo así su funcionamiento óptimo. Al disponerse en un espacio interior (el interior de la nave), estará garantizada su protección contra agentes exteriores o inclemencias meteorológicas.

6.6. Cableado

El circuito eléctrico estará compuesto principalmente de tres partes a considerar:

- Una parte de continua desde las placas fotovoltaicas hasta los inversores.
- Una parte de alterna desde los inversores hasta el cuadro de protecciones.
- Un último tramo también de alterna, desde el cuadro de protecciones de la instalación fv hasta el cuadro eléctrico general de cabecera de la nave.

El cableado en la parte de continua estará compuesto por cables unipolares de Cu de tipo RV-K 0,6/1kV y sección 6mm² según los cálculos de conductores (ver Anexo I). Dicho cable estará aislado con polietileno reticulado (XLPE), con cubierta de PVC, conductor flexible, y no propagador de la llama, con conformidad según norma UNE 21123-2. Se empleará el modelo Reviflex del fabricante Grupo Revi, o similares.



Figura 107: Cable unipolar RV-K 0,6/1kV para la parte de continua. Fuente: Grupo Revi.

El código de colores empleado para los cables de continua y de alterna será el indicado en el apartado correspondiente al cableado del documento C de Pliego de Condiciones.

Para la parte de alterna se emplearán cables unipolares de Cu de tipo RZ1-K 0,6/1kV (AS) y de secciones 16mm², 35mm² y 70mm², cada una de las cuales serán respectivamente para: la salida del inversor de 36kW, salida del inversor de 60kW y a la salida de la unión de ambos, según se muestra en el esquema unifilar (ver plano P11). Dichos cables serán de conductor flexible, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de poliolefina. Será de alta seguridad (AS), es decir, no propagador de la llama ni de incendio, de baja emisión de humos y gases tóxicos y libre de halógenos, con conformidad según norma UNE 21123-4. Se empleará el modelo Ecorevi del fabricante Grupo Revi; o bien el modelo 334 del fabricante Cables RCT; o similares.



Figura 108: Cable unipolar RZ1-K (AS) 0,6/1kV para la parte de alterna. Fuente: Cables RCT.

En cuanto a la elección de las secciones de los cables, ésta se adjunta en el Anexo I de cálculos justificativos, y se ha realizado en base a dos criterios: el criterio térmico y el criterio de caída de tensión. Ambos criterios dependen principalmente de las características del cable escogido, como la resistencia ofrecida por éste. El criterio térmico se basa en el efecto Joule, en que un conductor por el que circula corriente eléctrica se calentará actuando como una resistencia disipadora de energía térmica. Se escogerá un cable con sección tal que soporte el calentamiento al que estará sometido en función de la intensidad que circule, que tendrá que ser menor a la admisible por el cable. A mayor intensidad mayor calentamiento y por tanto se necesitará una mayor sección. El criterio de caída de tensión dependerá del tipo de tramo y su longitud. Este criterio suele ser más restrictivo que el anterior. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberían tener la sección suficiente para que la caída de tensión no se superior a 1,5% en ningún caso, según el Pliego de Condiciones Técnicas (PCT-C-REV de julio 2011) para instalaciones fotovoltaicas conectadas a red.

6.7. Canalizaciones

Para la instalación en BT tanto de la parte de continua (entre módulos en la cubierta y del final de string hasta inversor) como de la parte de alterna (inversor a cuadro de protecciones), se usará bandeja de rejilla (comúnmente denominada *rejiband*) galvanizada en caliente, perforada como muestra la figura 109. Ésta será del fabricante Pensa o similares. La bandeja portacables rejiband está compuesta de varillas electrosoldadas en malla que proporcionan gran resistencia y elasticidad, y con borde de seguridad, por lo que evita daños al cableado o al instalador. Está fabricada según normativa internacional IEC 61537 y con este tipo de bandejas se ofrece una adecuada ventilación y gran resistencia al sistema de canalización. El cometido principal de las bandejas es el soporte y conducción de los cables. La rejiband será de dimensiones 3000x200x35mm, por lo tanto, se colocarán una tras otra unidas, en tramos de 3 metros (la longitud de cada unidad). Dicha canalización irá cubierta mediante una tapa ciega recta metálica de acero inoxidable, para mantener protegidos y resguardados al cableado dispuesto sobre las bandejas. La tapa será del

fabricante Pemsa o similares, de dimensiones 3000x200x20mm. Dispone de un montaje a presión (sin tornillos ni fijaciones), como se puede observar en la figura 110.

Las canalizaciones empleadas deberán cumplir con los requisitos establecidos en la norma UNE-EN 61537 de 'Sistemas de bandejas y bandejas de escalera, para conducción de cables', y contarán con la certificación CE.



Figura 109: Rejiband y tapa (izqda y dcha respectivamente). Fuente: Catálogo Pemsa.

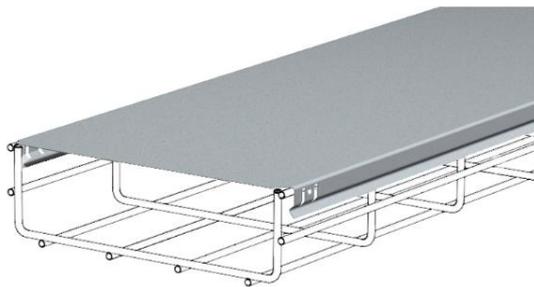


Figura 110: Instalación de la rejiband con tapa ciega recta. Fuente: Pemsa.

6.8. Protecciones y aparamenta de la instalación fotovoltaica

La adecuada protección eléctrica en la instalación fotovoltaica de autoconsumo es de vital importancia para asegurar la salud y seguridad tanto de las personas responsables de su funcionamiento y mantenimiento, como de los propios equipos y la red eléctrica a la que se conecta. Para ello, cabe hacer distinción entre las partes de: (a) corriente continua y (b) corriente alterna, puesto que ambas incluyen sistemas distintos para su protección. Además, también se tendrá en cuenta las protecciones ya incluidas integradas en el inversor.

El sistema de protecciones deberá cumplir las exigencias presentadas en la reglamentación vigente, el cual, según aparece en el Artículo 11 del Real Decreto 1663/2000 (sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión), éste incluirá lo siguiente:

- (i) Interruptor general manual, que será un interruptor magnetotérmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión. Este interruptor será accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual.
- (ii) Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en caso de derivación de algún elemento de la instalación.

(iii) Interruptor automático de la interconexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento.

(iv) Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz, respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 Um, respectivamente).

Según dicha normativa, ésta posibilita que el equipo inversor integre las protecciones mencionadas en (iii) y (iv). Por lo tanto, en el caso del presente proyecto, dado el equipo inversor escogido, éste integrará las funciones de protección de máxima y mínima tensión y de máxima y mínima frecuencia, además de las maniobras automáticas de desconexión-conexión evitando el funcionamiento en isla, garantía de seguridad para los operarios de mantenimiento de la compañía eléctrica distribuidora. Todas las protecciones que integra el equipo inversor seleccionado se muestran en la tabla 8.

Por lo tanto, en este caso sólo se precisará disponer adicionalmente de las protecciones de interruptor general, magnetotérmico y de interruptor diferencial, los cuales irán en el cuadro eléctrico de AC propio de la instalación fotovoltaica, como se describe en el apartado correspondiente más adelante. La elección de dichas protecciones se realiza en el Anexo I de cálculos justificativos.

Además, se incluirá los siguientes elementos de protección, según las consideraciones técnicas el REBT de 2002 y las propuestas de seguridad expuestas en el pliego PCT del IDAE:

(v) Aislamiento clase II en todos los componentes: módulos, cableado, etc.

(vi) Puesta a tierra del marco de los módulos y de la estructura, así como de la carcasa del inversor y cualquier otro elemento metálico, según la normativa vigente. Es decir, todas las masas de la instalación fv, tanto de la sección de continua como de alterna, estarán conectadas a una única tierra, la cual será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el REBT.

(vii) Protección contra sobreintensidades en la parte de continua. (En este caso ésta también viene integrada en el inversor, ver tabla 8).

(viii) Protección contra polaridad inversa en la parte de continua. (En este caso ésta también viene integrada en el inversor, ver tabla 8).

6.8.1. Protecciones integradas en el inversor

Los inversores escogidos tienen una serie de protecciones integradas en el propio equipo, como se muestra en la tabla 8 extraída de la tabla de características de los inversores, cuya parte de protecciones es igual tanto para el Huawei de 36kW como el de 60kW, por lo tanto disponiendo ambos de las mismas protecciones listadas.

	Protección
Dispositivo de desconexión del lado de entrada	Si
Protección contra funcionamiento en isla	Si
Protección contra sobreintensidad de CA	Si
Protección contra polaridad inversa de CC	Si
monitorización de fallas en strings de sistemas fotovoltaicos	Si
Protector contra sobreintensidad de CC	Tipo II
Protector contra sobreintensidad de CA	Tipo II
Detección de aislamiento de CC	Si
Unidad de monitorización de la intensidad Residual	Si

Tabla 8: Protecciones integradas en los equipos inversores Huawei 36KTL Y 60KTL. Fuente: Ficha técnica del Huawei 36KTL Y 60 KTL.

Con las protecciones que integra el equipo inversor seleccionado, se cumple con las directivas mencionadas en el PCT del IDAE para la conexión a red de una instalación fv, por lo tanto, protegiendo frente a: cortocircuitos en alterna, tensión o frecuencia de red fuera de rango, sobretensiones, perturbaciones presentes en la red como microcortes,

pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red. Además, protegiendo también la zona de corriente continua, frente a sobreintensidades, fallo de aislamiento, polaridad inversa, entre otras, como la monitorización de fallas que puedan haber en los strings conectados.

6.8.2. Protecciones contra contactos directos

La protección contra contactos directos consiste en proteger a las personas contra los peligros que pueden derivarse de un contacto con las partes activas de los materiales eléctricos de la instalación. Ello se logrará principalmente mediante la aplicación de las siguientes medidas expuestas detalladas en el ITC-BT-24 y según norma UNE 20.460-4-41, que son:

- Protección por aislamiento de las partes activas.
- Protección por medio de barreras o envoltentes con grados de protección IP XXB
- Protección por medio de obstáculos.
- Protección por puesta fuera de alcance por alejamiento.
- Protección complementaria por dispositivos de corriente diferencial residual.

La protección contra contactos directos auxiliar que ofrece el equipo inversor escogido consiste en:

(a) En la parte de corriente continua: El inversor dispone de un controlador de aislamiento de la parte de dc del conjunto de paneles generadores. Con ello asegura que, si la resistencia de aislamiento disminuye por debajo de los valores establecidos de seguridad, el inversor desconectará y accionará una alarma indicando el fallo. Así, evita posibles contactos directos de partes activas por deterioros de aislamiento.

(b) En la parte de corriente alterna: se dispondrá de un dispositivo de detección de corriente diferencial residual de sensibilidad 300mA ajustable y asociado al interruptor general de salida de AC.

6.8.3. Protecciones contra contactos indirectos

La protección contra contactos indirectos consiste en proteger a las personas contra los peligros que pueden derivarse de un contacto con las partes que se han puesto en tensión como resultado de un fallo de aislamiento.

Las dos protecciones principales para ello en la instalación proyectada, según indicaciones de la ITC-BT-24, son las siguientes:

-Protección por corte automático de la alimentación: para ello debe haber una adecuada coordinación entre el sistema de conexión a tierra de la instalación, descrito en el apartado 6.9 del presente proyecto, junto al funcionamiento del dispositivo de detección diferencial. Esta condición implica la instalación de los correspondientes conductores de protección que unen las masas de todos los equipos eléctricos con la puesta a tierra general de la instalación. También implica que se seleccione el dispositivo de protección apropiado para que desconecte la corriente de defecto en un tiempo adecuado, según el esquema de conexión a tierra.

-Protección por el empleo de materiales de clase II (doble aislamiento o reforzado) o aislamiento equivalente.

(a) En la parte de corriente continua:

Teniendo en cuenta que en esta parte de la instalación no se cuenta con un dispositivo de corte por corriente diferencial, la forma de limitar el valor de la corriente de defecto será mediante la resistencia de aislamiento (R_{iso}), manteniéndola en un valor adecuado. La norma establece que en los sistemas fotovoltaicos sin aislamiento galvánico - sin transformador - como en la presente instalación, la R_{iso} debe ser al menos 2000 k por kW de tensión de entrada del inversor [7]. El cumplimiento de estos valores se controla desde el inversor.

Básicamente constará de una configuración con esquema flotante⁽²⁾ y uso de un controlador permanente de aislamiento, que avise de un posible defecto, y ejecute la desconexión-conexión automática de la instalación fv en caso de pérdida de resistencia de aislamiento. Este dispositivo va incluido en el inversor como se ha comentado. [8]

Toda protección frente a contactos indirectos debe conseguir que cualquier contacto accidental de un conductor activo con una parte metálica no cause una derivación a tierra a través de una persona que esté tocando los bastidores, soportes o carcasas metálicas de placas, bandeja etc. Según lo expuesto en el apartado 6.9.1 del presente proyecto, el sistema IT del esquema flotante asegura totalmente dicha protección en la parte de continua de las plantas fotovoltaicas, pues no hay riesgo de contactos indirectos, y ni siquiera hay riesgo de derivación a tierra a través de la persona, cuando ésta toca directamente un solo conductor activo. Eso significa que el nivel de seguridad alcanzado con esta disposición resulta comparable al que se consigue en las instalaciones ordinarias de corriente alterna con los interruptores diferenciales, aunque con la ventaja para las instalaciones fv de generador flotante, de que esa seguridad no depende del correcto funcionamiento de un interruptor diferencial ni de ningún aparato, sino que es una característica de seguridad inherente a la propia instalación. Por otra parte, para mejorar la protección frente a contactos directos, es recomendable un buen aislamiento (Clase II o equivalente) de las partes metálicas activas. Además, las entradas de los inversores emplearán prensaestopas M16 para las conexiones seguras de los strings.

(b) En la parte de corriente alterna:

Contra los contactos indirectos en la parte de alterna, el corte automático de la instalación se realizará mediante un dispositivo de corriente diferencial residual de sensibilidad de 300mA ajustable, asociado al interruptor general automático (IGA) en la salida de AC del inversor, estando ambos situados en el cuadro eléctrico de protecciones de AC (ver esquema unifilar en el plano P11). Este interruptor diferencial protegerá completamente (es decir, contra contactos indirectos además de los directos) si está complementado con una adecuada puesta a tierra de las masas, sino sólo funcionaría frente a contactos directos. Para evitar saltos intempestivos, dicho diferencial será de reconexión automática o bien de alta inmunidad.

⁽²⁾ Esquema flotante: aquella instalación fotovoltaica en la que los dos conductores de la parte de continua, positivo y negativo, se encuentran aislados de tierra (ver apartado 6.9.1 de este proyecto), aunque sí se tenga las masas de los marcos de módulos, estructura, bandeja de los cables y demás partes metálicas a tierra. Esta disposición de “generador flotante” coincide con el sistema que el REBT denomina IT en la distribución eléctrica.

6.8.4. Protecciones contra sobrecorriente: sobrecargas y cortocircuitos.

La instalación contará con las siguientes protecciones contra sobrecargas y cortocircuitos, de acuerdo con la legislación vigente comentada.

(a) En la parte de corriente continua:

Con objeto de proteger contra sobreintensidades la entrada de corriente continua del inversor, el propio circuito interno del inversor incorpora un fusible para cada polo de entrada.

Además, según indicaciones de la norma UNE 60364-7-712, se deberá disponer de un interruptor de corte en carga con tal de llevar a cabo trabajos de reparación, mantenimiento, o por seguridad. De tal manera, en la entrada de corriente continua del inversor, éste dispone de un interruptor seccionador bajo carga, el "Switch de CC".

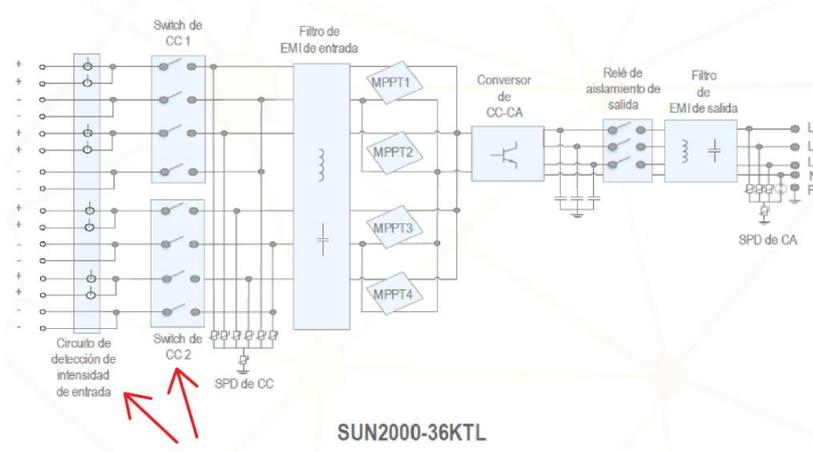


Figura 111: Indicación del circuito de detección de intensidad de entrada del lado de CC del inversor, junto con el seccionador/switch de cc, en el esquema eléctrico del inversor de 36kW. Fuente: Ficha técnica del Huawei 36KTL.

(b) En la parte de corriente alterna:

Con objeto de proteger contra sobreintensidades que puedan dañar el circuito de alterna de la instalación fv, a la salida de cada inversor se instalará un interruptor automático magnetotérmico de calibres adecuados según cada línea de inversor (ver esquema unifilar en el plano P11). Los cálculos se adjuntan en el apartado correspondiente en el Anexo I.

A la salida del inversor de 36 kW irá un interruptor magnetotérmico de 80A, y a la salida del inversor de 60 kW irá un interruptor magnetotérmico de 125A. Ambos serán magnetotérmicos DX de Legrand, de 4 polos, curva clase C, y poder de corte (PdC) de 16kA, ver figura 112.

La salida de ambos se unirán en una protección magnetotérmica de mayor calibre, que será un interruptor general automático de 200 A que funcionará en conjunto con relé diferencial ⁽³⁾ de sensibilidad 300mA ajustable y toroidal asociado. Ver figuras 113 y 114.

⁽³⁾ Relé diferencial: dispositivo de funcionamiento análogo al interruptor diferencial pero para mucha mayor potencia y con transformador de intensidad incorporado con el toroidal de medida.



Figura 112: Magnetotérmico DX3 - 4p; izda: de calibre 80A, dcha: de calibre 125A. Fuente: Catálogo Legrand.

El IGA será el modelo DPX3-250-4P-25kA-200A de caja moldeada, de la firma Legrand, ver figura 113. Con térmico ajustable de 0,8 a 1 In y magnético ajustable de 5 a 10 In.

El relé diferencial será electrónico de modelo RGU-10 de la firma Circutor (ver figura 114) preparado para conectarlo a la bobina de trafo de corriente toroidal externos de la serie WGC de la firma Circutor. De tipo A superinmunizado, con filtrado de corrientes de alta frecuencia y alta inmunidad, con medida en verdadero valor eficaz (TRMS), para un preciso monitoreo de corrientes de fuga, bajo norma IEC 62020. El poder visualizar el valor de fuga instantánea en el display, conjuntamente con las indicaciones de la prealarma, permite tener información del estado de las líneas que se protegen, y realizar un buen mantenimiento preventivo. El toroidal será una bobina cerrada, de la serie WGC-80 de diámetro 80mm.

El diferencial con protección magnetotérmica actuará antes que el interruptor general, salvo cortocircuitos de cierta importancia provenientes de la red desde el punto de conexión.



Figura 113: IGA - Magnetotérmico caja moldeada, DPX3-250 de 4p y calibre 200 A. Fuente: Catálogo Legrand.

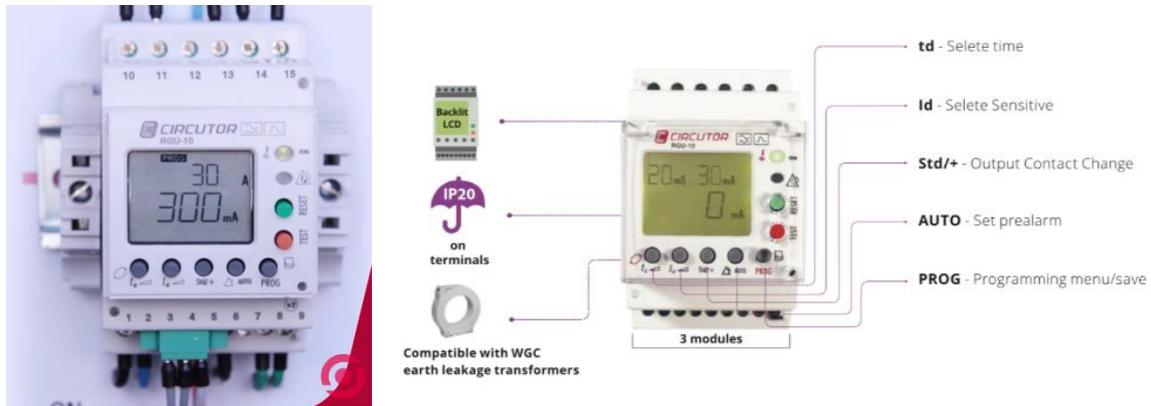


Figura 114: Relé diferencial electrónico RGU-10. Fuente: Catálogo Circutor.



Figura 115: Trafo de bobina toroidal WGC-80. Fuente: Catálogo Circutor.

Las figuras 114 y 115 suponen el bloque diferencial con toroidal externo. Estos elementos agregan la función de protección diferencial al interruptor DPX de la figura 113 que se empleará de IGA.

Se emplearán magnetotérmicos de curvas tipo C y/o tipo B, los utilizados cuando no existen corrientes de arranque de consumo elevadas.

6.8.5. Protecciones contra sobretensión.

Para asegurar una protección frente a sobretensiones como caídas de rayos, campos electromagnéticos asociados inducidos, picos y sobretensiones transmitidas por las líneas de conexión, etc, se emplea un sistema de protección basado en las siguientes medidas:

- Conexión equipotencial: basado en conseguir la equipotencialidad de las tierras utilizando un único electrodo de puesta a tierra para toda la instalación. Esto evita que, ante la descarga de un rayo, aparezcan diferencias de potencial entre los distintos elementos del sistema.

- Instalación de descargadores de sobretensión SPD: los cuales se conectan en paralelo y limitan el valor de la tensión para evitar daños por sobretensiones, absorbiendo los posibles picos. Éstos serán de tipo II (tipo 2 ó clase C) como se indica en la figura 116.

(a) En la parte de corriente continua:

Aquí se debe proteger los componentes del generador fotovoltaico y el inversor. Además de la equipotencialidad de las tierras, el inversor incorpora un SPD para disipar las sobretensiones en el lado de cc, situado según indica la figura 116 en el esquema eléctrico del inversor Huawei SUN2000 36KTL.

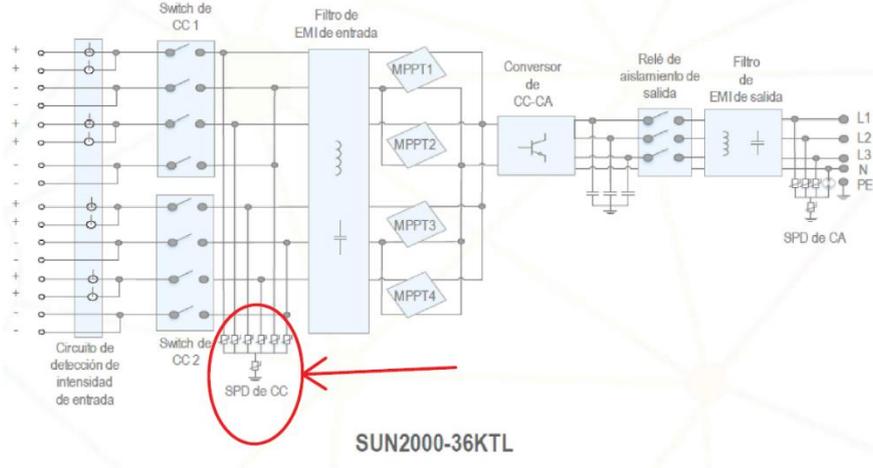


Figura 116: Protector de sobretensión del lado de CC indicado en el esquema eléctrico del inversor de 36kW.
Fuente: Ficha técnica del Huawei 36KTL.

(b) En la parte de corriente alterna:

Para proteger la instalación fv frente a sobretensiones procedentes de la red eléctrica el propio inversor dispone de un descargador de sobretensiones en el lado de AC, situado según indica la figura 117 en el esquema eléctrico del inversor Huawei SUN2000 36KTL.

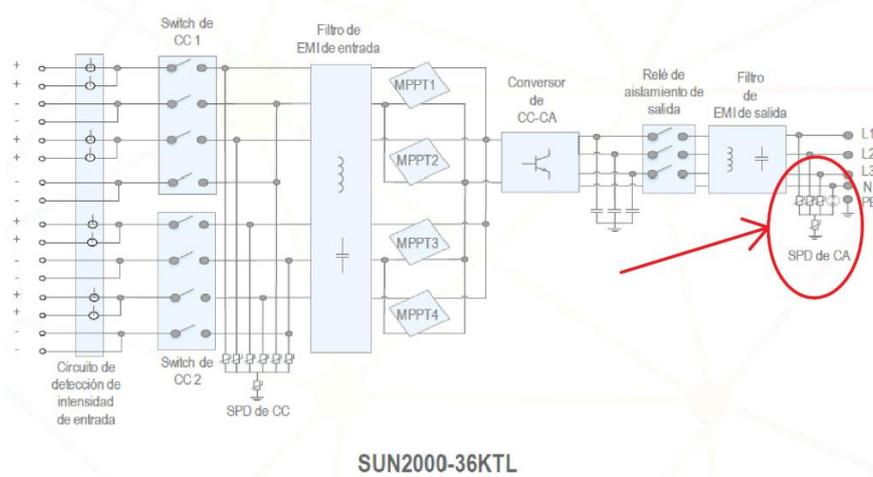


Figura 117: Protector de sobretensión del lado de AC indicado en el esquema eléctrico del inversor de 36kW.
Fuente: Ficha técnica del Huawei 36KTL.

6.8.6. Cuadro eléctrico de maniobra y protección.

Según lo establecido en los puntos anteriores, entre la salida del inversor y el punto de conexión al cuadro eléctrico general de distribución de la nave, se instalarán las protecciones pertinentes adicionales, las cuales se intercalarán mediante un cuadro eléctrico de protecciones de AC de la instalación fv. El cuadro eléctrico incluirá:

- Las protecciones mencionadas anteriormente: 1 interruptor magnetotérmico de 80A, 1 interruptor magnetotérmico de 125A, 1 interruptor general automático de 200A con relé diferencial y toroidal asociado. Ver tabla 9.
- 1 dispositivo logger (registrador) de datos de sistemas de alimentación fotovoltaica. Éste será el modelo Smartlogger 1000, del fabricante Huawei. Este equipo actúa complementario al inversor y se encarga de la convergencia de puertos, la conversión de protocolos, la obtención y almacenamiento de datos y la monitorización y mantenimiento del aporte fotovoltaico.
- 1 medidor inteligente bidireccional de energía del fabricante SOCOMEC, de la serie Countis E40. Este dispositivo gestiona de manera inteligente la energía aportada y consumida, aportando datos de gran utilidad para la monitorización. (ver figura 118)
- 2 tomas de corriente de enchufe Schuko con interruptor magnetotérmico de protección para dar alimentación a los dispositivos de medida y otro de reserva, por si hubiera que incluir por ejemplo un amplificador de la señal wifi.
- La caja protectora, conformando el cuadro eléctrico.

PROTECCIONES DE ALTERNA			
Elemento	Uds	Ubicación	Características técnicas
Magnetotérmico de calibre 80 A, Legrand DPX3 160 4P 16kA	1	Caja de protecciones de AC	Vn = 400 V In = 80 A PdC = 16 kA
Magnetotérmico de calibre 125 A, Legrand DPX3 160 4P 16kA	1	Caja de protecciones de AC	Vn = 400 V In = 125 A PdC = 16 kA
Interruptor Automático Diferencial de 200 A de Legrand DPX3 250 4P 25kA, de caja moldeada. (IGA+relé+toroidal)	1	Caja de protecciones de AC	Vn = 400 V In = 200 A PdC = 25 kA I _{Δn} = 300mA

Tabla 9: Resumen de las protecciones del cuadro de alterna. Fuente: Creación propia.

El equipo de medida, como se ha comentado, será un medidor digital de potencia, modular, del fabricante SOCOMEC y de la serie Countis E40, como muestra la figura 118. De conexionado a 3 fases, con pantalla LCD y salida de pulsos. Proporciona la función de contador bidireccional de energía eléctrica activa, reactiva y potencia activa (kWh, kVArh y kW), lo cual se muestra directamente en un display LCD. Este equipo, perteneciente a la serie E4x está diseñado para líneas trifásicas. En el plano P06 se incluye un esquema de su conexión.



Figura 118: Medidor inteligente SOCOMEC serie COUNTIS E40. Fuente: RS componentes eléctricos y electrónicos.

6.8.6.1. Ubicación y características del cuadro

Se ubicará el cuadro de maniobra y protección de AC en el interior de la nave, junto a los inversores y al cuadro general de distribución ya existente de la nave.

Se utilizará caja de conexiones del modelo serie NXW5 de la firma CHINT, de dimensiones 600x600x250mm. Dicha gama de cuadros metálicos están fabricados en acero galvanizado, con conexión de tierra entre caja y puerta, y aberturas pretaladradas para entrada de cables. Además de la facilidad de montaje e instalación, estos armarios tienen un alto grado de protección, IP54, y fabricados en conformidad con la norma UNE-EN 60439-1.

Se ha realizado un modelado del cuadro mediante el programa XL PRO de Legrand, como se muestra en la figura 119, sin las conexiones de los cables eléctricos trifásicos, para que no se viese muy cargado de información, únicamente con una fase y neutro de la extensión en monofásica para las tomas de corriente. Además en la figura 120 se puede ver una fotografía de ejemplo del tipo de caja a emplear como el cuadro.

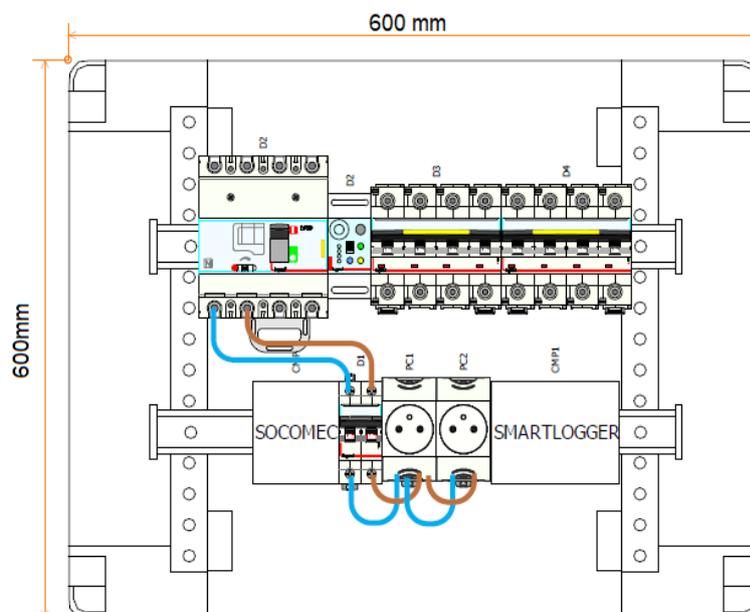


Figura 119: Modelado del cuadro eléctrico con las unidades que incorpora. Fuente: Creación propia en el programa XLPRO de Legrand.

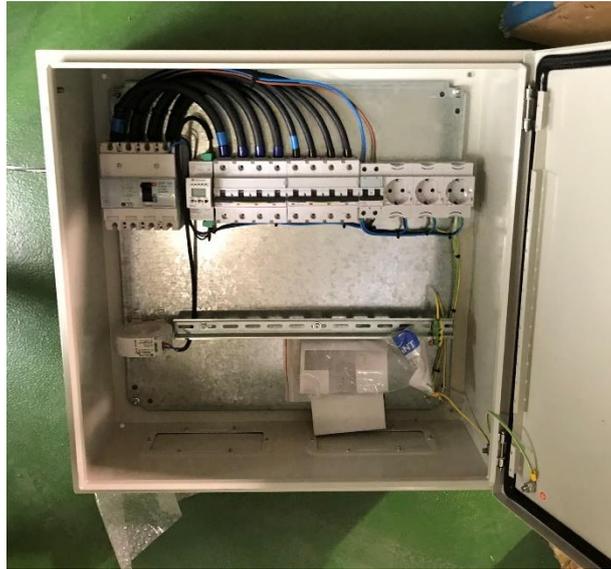


Figura 120: Fotografía ejemplo del tipo de caja a emplear, con algunas unidades premontadas. Fuente: propia.

6.9. Puesta a tierra

Las tomas a tierra se establecen principalmente con el fin de limitar la tensión que pueda presentarse en un momento dado en las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y evitar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos empleados.

La conexión o puesta a tierra (PaT) supone la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección, por una parte del circuito eléctrico o por una parte conductora no perteneciente al mismo, mediante una toma de tierra con un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo.

Mediante la instalación de toma de tierra se deberá conseguir que en el conjunto de instalaciones, edificios y superficie próxima del terreno no aparezcan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso hacia tierra de las corrientes de defecto o las de descarga de origen atmosférico.

La PaT de la instalación fotovoltaica se hará según lo establecido en el ITC-BT-18 del REBT, y de forma que no se alteren las condiciones de PaT de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red, en base al Artículo 12 del Real Decreto 1663/2000.

La toma de tierra se va a realizar unificando la tierra de todos los elementos que conforman la instalación fotovoltaica de autoconsumo. Según las recomendaciones del PCT de 2011 del IDAE, todas las masas de la instalación fv, tanto de la sección continua como de la alterna estarán conectadas a una única tierra [10]. Así pues, en este caso se unirán todas a la tierra del edificio existente, conformando una misma PaT. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora de acuerdo con el REBT, así como de las masas del resto del suministro. Así como también se dispondrá de una separación entre la parte de corriente continua y la de alterna en la instalación; lo cual en la instalación del presente proyecto, puesto que el inversor es *transformerless* (TL) - por tanto no dispone de transformador - no será una separación galvánica, pero se logra una separación equivalente en la etapa electrónica del convertidor dc-ac del propio inversor. Además, sí se tendrá una separación galvánica entre la red interna y la de la compañía suministradora a través del inversor de media a baja tensión en el centro de transformación.

De tal manera, se dispondrá de una red de conexión equipotencial a tierra de todas las partes metálicas de los componentes de la instalación fv mencionados.

En el circuito de conexión a tierra, los conductores de protección unirán las masas a tierra. Los conductores de protección discurrirán por las mismas canalizaciones de corriente continua y de corriente alterna de la instalación. La sección mínima de dichos conductores viene dada según el ITC-BT-18. Los cálculos se realizan en el apartado correspondiente del Anexo I de cálculos justificativos.

Por lo tanto, los conductores de protección serán de cobre y tendrán diferentes secciones según el tramo de cableado:

- Instalación DC desde los módulos hasta inversores: $S = 6\text{mm}^2$, de cobre desnudo.
- Instalación AC desde inversores pasando por cuadro de AC hasta CGBT: $S = 35\text{mm}^2$ de cobre mediante cableado de identificación color verde-amarillo.

6.9.1. Configuración modo flotante del generador fv

Los sistemas de puesta a tierra comprenden tanto la puesta a tierra de los equipos (tierra de protección) como la puesta a tierra de un conductor activo (tierra del sistema) si es el caso.

En este caso, con el fin de proporcionar completa seguridad y protección de las personas en la parte continua, [8] se dispondrá dicho generador fotovoltaico en la configuración del esquema “flotante”, es decir, que los dos conductores de la parte de continua, positivo y negativo, se encuentran aislados de tierra, aunque sí se dispone de una tierra de protección a la que se unirán las masas metálicas del sistema: marcos de módulos, estructura, rejiband, así como cualquier otro elemento metálico de la cubierta, etc. Esta disposición de ‘generador flotante’ coincide con el sistema que el REBT denomina IT en la distribución eléctrica, y suele ser bastante habitual en instalaciones fotovoltaicas de este tipo. Por lo tanto, un sistema flotante no tiene conexión a tierra del sistema, es decir está aislado de tierra, pero sí tiene tierra de protección (unida a todas las partes metálicas/ masas de los equipos).

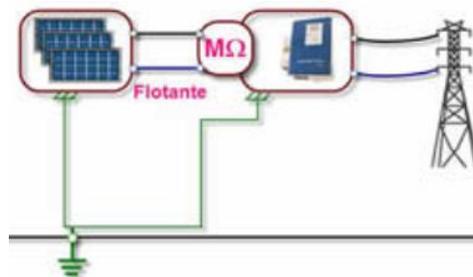


Figura 121: Ejemplo de esquema de generador flotante, en este caso directamente conectado a red.
Fuente: Ulhi [8].

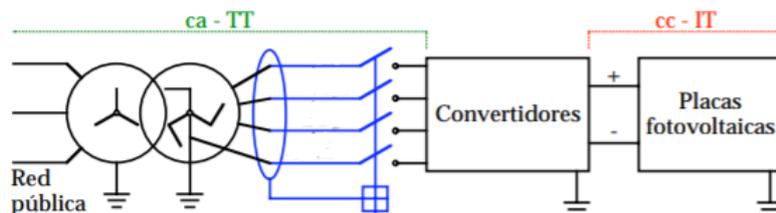


Figura 122: Ejemplo de esquema de generador flotante ó IT, en este caso directamente conectado a red.
Fuente: [9].

Con esta disposición, si uno cualquiera de los hilos que parten de las placas, positivo o negativo, se pone en contacto eléctrico con una parte metálica, que está puesta a tierra, el único efecto es que los potenciales eléctricos de ese hilo, de la parte metálica y de la tierra son los mismos, y no hay ninguna corriente de derivación a tierra. Si ahora una persona toca la parte metálica (contacto indirecto), no hay tampoco ninguna corriente de derivación por su cuerpo, pues la diferencia de potencial al que está sometido es cero, por equipotencialidad, al estar la parte metálica y tierra unidas, comportándose como el mismo punto al mismo potencial. Esto es así incluso si la puesta a tierra fuera defectuosa, en cuyo caso la conexión a tierra se realiza por el cuerpo de la persona. Es decir, si una persona toca la parte metálica que estuviera aislada de tierra y que se ha puesto en contacto con un hilo activo, no circula corriente por la persona, salvo, a lo sumo, la producida inicialmente por las cargas estáticas. Por tanto, con los dos hilos activos aislados entre sí de tierra, un primer defecto a tierra no es peligroso para las personas.

Si ahora se produce un segundo contacto del otro conductor con la parte metálica, tampoco hay una corriente de fuga a tierra, sino un cortocircuito, pues, como se ha dicho, toda la parte metálica es una superficie equipotencial. Si ahora una persona toca la parte metálica, tampoco se produce ninguna corriente de fuga a tierra por ella, pues la diferencia de potencial entre la parte metálica y tierra sigue siendo cero. El cortocircuito tampoco produce una avería en las placas, pues la intensidad de cortocircuito de las placas fotovoltaicas es solo ligeramente superior a su intensidad nominal. El efecto del cortocircuito es anular la tensión en la entrada de la parte de continua del convertidor dc-ac, es decir, del inversor, por lo que éste se desconectará automáticamente de la línea de continua que le llega, ya que los inversores van dotados de un interruptor automático que se abre cuando la tensión de continua disminuye hasta cierto valor que no hace posible continuar con la entrega de energía. Esta desconexión es el mejor aviso de avería, pues cesa el suministro de energía.

Solo puede haber peligro para la persona si el segundo defecto a tierra se produce a través de ella. Pero esto solo ocurre si ya se ha producido un primer defecto a tierra de uno de los hilos de una serie de placas fotovoltaicas, si ese defecto no ha sido reparado, y si la persona toca directamente el otro hilo activo. Esta situación equivale al contacto directo de la persona con los dos hilos activos, contacto cuyas consecuencias no puede evitar ningún interruptor diferencial, tampoco en las instalaciones de alterna, si la persona está aislada de tierra. [9]

7 – Impacto y balance medioambiental

El impacto medioambiental de una instalación fotovoltaica en la fase de fabricación de los elementos y equipos generadores es mínimo. Las células fotovoltaicas que se fabrican en la actualidad son de silicio, material obtenido a partir de la arena y por tanto muy abundante, y del que no se requieren cantidades excesivas. Además, la gran mayoría de los materiales que emplea son reutilizables, o al menos incorporarse a los cauces del reciclado, al final de su vida útil, reduciendo de manera significativa las cantidades de residuos. Igualmente, los materiales empleados en las estructuras suelen ser abundantes, inoocuos, reciclables y/o reutilizables. La principal carga ambiental se produce en los procesos extractivos de las materias primas, así como los sucesivos transportes asociados. Sin embargo, estos son susceptibles a mejoras incorporando la propia tecnología eléctrica de fuente fotovoltaica tanto para la extracción como para el transporte en una transición de combustibles fósiles a tecnología eléctrica.

En cuanto a la fase de uso, el impacto medioambiental de la instalación fotovoltaica es nulo o prácticamente despreciable, ya que no implica emisiones de productos tóxicos, ni contaminantes, lo cual es de suma importancia y urgencia para la situación global actual de emergencia climática. De tal manera, evita así incorporar más agentes contaminantes atmosféricos que afectan tanto a corto plazo en la calidad de aire inhalado, como a medio/largo plazo en el cambio climático. Así como tampoco existen menoscabos a nivel hidrológico, atmosférico, ni provoca ruidos, ni tampoco tiene efectos significativos a nivel biótico, sobre flora y fauna. Además, como es sabido, la fotovoltaica es una fuente de energía sostenible y renovable, debido a que hace uso de recursos inagotables, a escala humana, para cubrir las necesidades energéticas y por lo tanto formando parte de uno de los métodos energéticos más respetuosos con el medio ambiente en comparación con las energías convencionales.

Como otro elemento específico favorable a la presente instalación fotovoltaica es que su aplicación local favorece también la descentralización del sistema eléctrico, lo cual ahorra en creación de infraestructuras de cableado para el transporte eléctrico lo cual a su vez comporta pérdidas energéticas.

Según lo comentado, la energía fotovoltaica ayuda a disminuir los problemas medioambientales específicos como:

- El efecto invernadero, provocado por las emisiones de CO₂.
- La lluvia ácida, con su consecuente contaminación de las aguas, provocada por las emisiones de SO_x.
- El smog o niebla fotoquímica de las ciudades, provocada por las emisiones de NO_x.

La siguiente tabla 10 recoge las cantidades de los principales contaminantes que dejan de emitirse a la atmósfera por cada kWh de energía producida por energías renovables como la fotovoltaica, en lugar de con combustible fósiles, según estimaciones que recoge el IDAE de estudios realizados por el CIEMAT y la AIE. Los valores se han obtenido haciendo la media entre las emisiones generadas con carbón y con gas natural de la Tabla I.3. del IDAE y a ello, restándole la máxima generación supuesta de emisiones mediante tecnología solar fotovoltaica, de la Tabla I.2 del IDAE.

Cantidades que se dejan de emitir a la atmósfera por kWh producido con energía solar fotovoltaica en vez de combustibles fósiles	
CO ₂	547 g/kWh
SO ₂	0,36 g/kWh
NO _x	0,75 g/kWh

Tabla 10: Cantidades que se dejan de emitir a la atmósfera por kWh producido con energía solar fotovoltaica en vez de combustibles fósiles. Fuente: PFER - IDAE [10].

Con todo ello, cuantificando las emisiones reducidas por la presente instalación proyectada de autoconsumo de 96kW, se obtiene los resultados mostrados en la tabla 11.

Beneficios Medioambientales de la instalación proyectada de autoconsumo de 96kW con producción anual de 130.019 kWh/año		
Ahorro de emisiones de CO ₂	71.120	kg CO₂/año
Ahorro de emisiones de CO ₂ en 20 años	1.422.400	kg CO₂
Ahorro de emisiones de SO ₂	46,8	kg SO₂/año
Ahorro de emisiones de NO _x	97,5	kg NO_x/año
Viviendas equivalentes	37	viviendas
Nº árboles plantados equivalentes	142.240	árboles

Tabla 11: Balance medioambiental de la instalación proyectada. Fuente: creación propia.

Para la obtención de viviendas equivalentes se ha tenido en cuenta que el consumo medio de un hogar español es alrededor de 3.500 kWh/año, por lo que la producción eléctrica generada mediante esta instalación fv, supone de manera equivalente alimentar en torno a 37 viviendas. En cuanto al número de árboles equivalentes, se ha tomado como estimación que un árbol adulto retiene de media 0,5 toneladas de CO₂ al año, según datos de [12].

8 – Planificación y programa de ejecución

En la tabla 12 mostrada a continuación se detallan los trabajos a realizar según el programa de ejecución previsto.

Id.	Tarea	Duración aproximada (días)	Lugar	Precedentes
A	Porte de los elementos PRL, palets de módulos, y demás elementos voluminosos, y posterior subida a cubierta mediante camión pluma.	1	in-situ	-
B	Montaje de PRL prevención colectiva.	2	in-situ	A
C	Construcción de la estructura de la zona 2.	2	ex-situ	-
D	Montaje previo del cuadro eléctrico con todas las protecciones.	0,5	ex-situ	-
E	Instalación de los paneles fotovoltaicos coplanares (zonas 1,3,4).	4	in-situ	B
F	Porte de la estructura de la zona 2, y posterior subida a cubierta mediante camión pluma.	0,5	in-situ	E
G	Instalación de la estructura en la zona 2.	2	in-situ	F
H	Instalación de los paneles fotovoltaicos en la estructura de la zona 2.	2	in-situ	G
I	Colocación de rejiband y cableado.	2	in-situ	H, E
J	Colocación y cableado de los inversores y cuadro de AC.	1	in-situ	I
K	Conexión de los strings y cableado.	0,5	in-situ	J
L	Realizada toda la instalación, se revisa de forma exhaustiva la correcta disposición de la instalación en su totalidad.	0,5	in-situ	K
M	Puesta en marcha de la instalación, pruebas y recepción.	0,5	in-situ	L

Tabla 12: Resumen del programa de ejecución. Fuente: Creación propia.

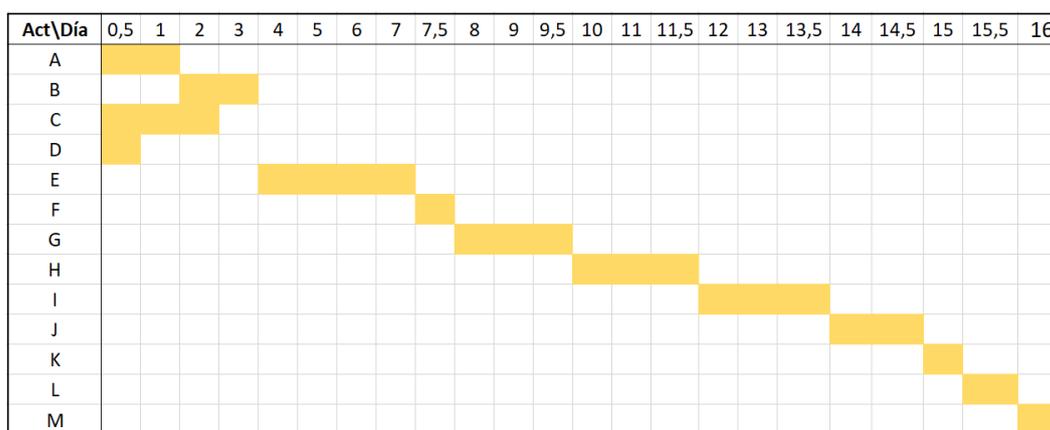


Figura 123: Diagrama de Gantt de la planificación. Fuente: Creación propia.

Dado que no todas las tareas se realizarán una tras otra, sino que algunas se realizarán ex-situ y de manera paralela y simultánea al trabajo, la duración total del trabajo no es la suma de la duración de cada tarea, sino que se obtiene realizando el camino crítico a partir del diagrama de Gantt que se adjunta en la figura 123, dando como resultado una

duración total aproximada de **16 días laborables**. Se considera cada día laborable como una jornada completa de 8 horas. Se tiene por tanto una duración total, incluidos fines de semana y/o festivos de unos **22 días totales**. Por lo tanto se fija un plazo máximo de ejecución (por imprevistos, contratiempos, o problemas que puedan surgir) de 1 mes (30 días) desde la autorización de la licencia de obra, apertura del centro de trabajo y demás trámites previo (el proceso de tramitación está detallado en el Anexo II).

9 – Producción esperada

Es importante calcular la parte de energía autoconsumida frente a la total generada mediante la instalación fotovoltaica. Ello dará información (de especial interés para el estudio económico) de cuánta energía y dinero se ahorrará factura directamente, y cuánto se ahorrará indirectamente a través de la energía excedentaria vertida a red.

Con los consumos cuarto-horarios proporcionados por el cliente (en este caso el promotor de este proyecto) se ha obtenido la parte proporcional de la generación fv que autoconsumirán, según cada mes, en función del aporte fv esperado y del perfil de consumo que se tenga.

En cuanto a los datos de generación prevista, éstos se obtienen a través del PVPGIS, como se muestra anteriormente en el apartado correspondiente de la presente Memoria relativo a la producción que tendría cada propuesta planteada, incluyendo la opción D finalmente escogida y analizada en el presente apartado.

En la tabla 13 y figura 124 se pueden ver los datos de producción de la planta, mostrando la comparativa entre el consumo, el aporte mediante generación FV y la energía de ese aporte FV que consume directamente la nave, siendo los restos excedentes vertidos a red.

Mes	Consumo	Generación FV	Autoconsumo
Enero	44.275 kWh	6.307 kWh	5.421 kWh
Febrero	27.533 kWh	7.474 kWh	5.632 kWh
Marzo	34.018 kWh	11.725 kWh	8.187 kWh
Abril	32.350 kWh	13.637 kWh	8.807 kWh
Mayo	35.225 kWh	14.554 kWh	10.312 kWh
Junio	38.531 kWh	14.856 kWh	10.175 kWh
Julio	36.517 kWh	15.914 kWh	10.306 kWh
Agosto	32.564 kWh	13.671 kWh	8.650 kWh
Septiembre	41.933 kWh	10.020 kWh	7.289 kWh
Octubre	35.258 kWh	9.613 kWh	7.287 kWh
Noviembre	33.976 kWh	5.981 kWh	4.537 kWh
Diciembre	25.696 kWh	6.268 kWh	4.015 kWh
	417.876 kWh	130.019 kWh	90.618 kWh

Tabla 13: Datos previstos de la planta. Fuente: propia.

En la tabla 17 en el apartado correspondiente del estudio económico se muestra la información desglosada, para cada uno de los meses, en cada uno de los periodos, de energía generada, energía autoconsumida, y los excedentes a red, y los consecuentes ahorros por ello.

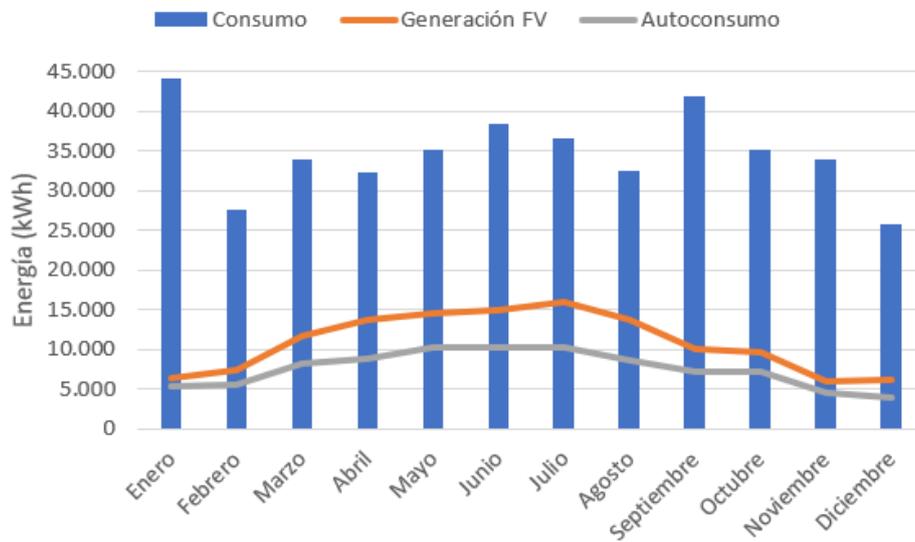


Figura 124: Gráfica de los datos esperados de producción. Fuente: propia.

Con la puesta en marcha de la instalación se tendrá el siguiente balance de energía anual, en la tabla 14.

Energía aportada al consumo actual		
Energía consumida	417.876 kWh	22%
Energía autoconsumida	90.618 kWh	
Energía autoconsumida vs energía generada		
Energía generada	130.019 kWh	70%
Energía autoconsumida	90.618 kWh	

Tabla 14: Balance de energía anual. Fuente: propia.

En cuanto a la energía aportada diaria estimada, ésta se muestra en las figuras 125 y 126, para un día estándar laboral ('día tipo'), para el mes de junio y el mes de marzo, respectivamente.

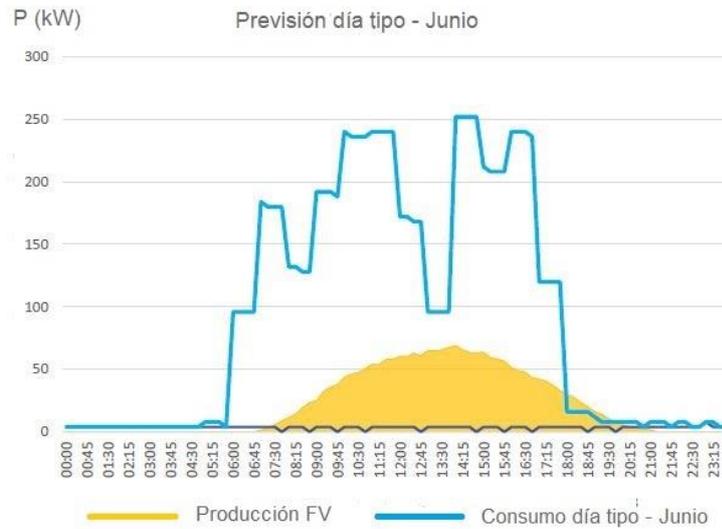


Figura 125: Gráfica de la previsión de producción FV y de consumo, para un día estándar laboral en junio . Fuente: Creación propia.



Figura 126: Gráfica de la previsión de producción FV y de consumo, para un día estándar laboral en marzo. Fuente: Creación propia.

10 – Estudio de viabilidad económica

En este apartado se pretende obtener información de lo que será el funcionamiento de la planta proyectada a partir del apartado anterior de producción esperada, y realizar un análisis económico sobre ello para determinar la viabilidad, calculando los indicativos más útiles que favorecen a la toma de decisiones y dan una visión global de la productividad y eficacia de la instalación objeto del presente proyecto.

10.1. Inversión

Los costes que supondrán la inversión están desglosados por capítulos y partidas, detallados y cuantificados en el Documento D - Presupuesto, del presente proyecto, en el que se puede encontrar tanto el Presupuesto de Ejecución Material (PEM) como el Presupuesto de Ejecución por Contrata (PEC). Este último supondrá el total del coste de la inversión.

En resumen, la cantidad de capital destinada a la inversión total de la instalación, según calculado en el PEC, asciende a un total de **72.739,81 €**.

En cuanto al PEM, es interesante observar el peso proporcional de cada uno de los elementos principales que lo conforman, para ello se ha realizado la distribución de gastos del PEM (ver figura 127).

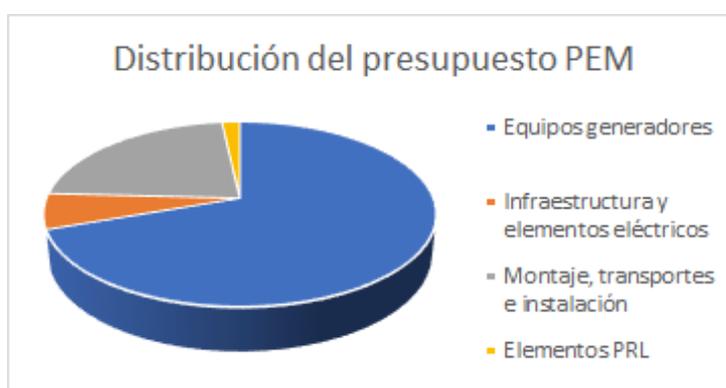


Figura 127: Distribución de los gastos del PEM. Fuente: Creación propia.

10.2. Gastos

En cuanto a los gastos de explotación de la instalación fv, una vez finalizada y puesta en marcha, son prácticamente nulos, a excepción de los costes de mantenimiento (O&M), los cuales dependen del tipo de contrato de mantenimiento al que se quiera acoger el promotor. El gasto en O&M se destina principalmente a la limpieza de módulos, mantenimiento preventivo y correctivo, monitorización para revisión diaria de la producción y el rendimiento, etc. Se puede suponer este gasto en torno a unos **120€** al mes.

10.3. Ahorros

Con la puesta en marcha de la instalación, se estiman los siguientes ahorros en la factura eléctrica (ver tabla 15). Por un lado, en el término de energía, reduciendo la cantidad adquirida comprada de red, y por otro en el término de potencia, en cuanto a menos penalizaciones por exceso de potencia con respecto a la máxima contratada de 200kW.

En la tabla 17 se ve la información desglosada para cada uno de los meses, en cada uno de los periodos, de energía generada, energía autoconsumida, y los excedentes a red, y los consecuentes ahorros por ello.

En cuanto a los precios de la energía empleados para obtener los ahorros son los mostrados en la tabla 16. El precio del kWh para el periodo de la generación fv (en punta P1) es una estimación en base a los históricos de los precios por periodos indexados de la tarifa 3.1 A. Y el precio del kWh por compensación simplificada de excedentes es un valor estimado, que todavía no ha sido establecido en el sector a causa de una todavía reciente y prematura normativa RD244. Esta estimación es un valor orientativo del precio que ofrece la comercializadora *Holaluz* ahora mismo por la energía excedentaria vertida, una de las únicas comercializadoras que ya está ofreciendo la compensación simplificada.

FACTURA ELÉCTRICA: AHORRO ANUAL			
TÉRMINO DE ENERGÍA	Ahorro por la energía autoconsumida	90.618 kWh	8.862 €
	Ahorro por compensación de excedentes vertidos	39.401 kWh	2.127 €
TÉRMINO DE POTENCIA	Ahorro en penalizaciones de sobrepaso de potencia contratada (por un menor consumo de potencia)	200 / 200 / 200	2.706 €
EQUIPO DE MEDIDA EN PROPIEDAD			744 €
TOTAL AHORRO ANUAL PREVISTO			14.439 €

Tabla 15: Ahorros anuales previstos en la factura eléctrica. Fuente: propia.

Coste kWh en periodo de generación	0,0978 €/kWh
Precio kWh en compensación simplificada de excedentes	0,054 €/kWh

Tabla 16: Precios empleados para la obtención de los ahorros en la factura. Fuente: propia.

		CONSUMO	FV GEN.	FV AUTOCONS.	FV EXCEDENTES	AHORRO AUTOCONS.	AHORRO POR COMPENS. EXC.
Enero	P1	8.121 kWh	73 kWh	73 kWh	0 kWh	7,27 €	0,00 €
	P2	26.437 kWh	4.353 kWh	4158 kWh	195 kWh	382,95 €	10,53 €
	P3	9.717 kWh	1.881 kWh	1780 kWh	101 kWh	0,00 €	5,45 €
Feb.	P1	3.750 kWh	154 kWh	0 kWh	154 kWh	15,07 €	8,32 €
	P2	19.594 kWh	4.963 kWh	4914 kWh	49 kWh	452,60 €	2,65 €
	P3	4.189 kWh	2.358 kWh	0 kWh	2.358 kWh	0,00 €	127,33 €
Mar.	P1	4.103 kWh	526 kWh	526 kWh	0 kWh	40,73 €	0,00 €
	P2	24.836 kWh	7.481 kWh	7440 kWh	41 kWh	612,59 €	2,21 €
	P3	5.079 kWh	3.718 kWh	0 kWh	3.718 kWh	0,00 €	200,77 €
Abril	P1	150.884 kWh	6.601 kWh	5917 kWh	684 kWh	588,79 €	36,94 €
	P2	10.193 kWh	3.035 kWh	2429 kWh	606 kWh	223,68 €	32,72 €
	P3	7.073 kWh	4.001 kWh	0 kWh	4.001 kWh	0,00 €	216,05 €

Mayo	P1	17.067 kWh	7.151 kWh	6649 kWh	502 kWh	661,57 €	27,11 €
	P2	11.039 kWh	3.971 kWh	3060 kWh	911 kWh	281,80 €	49,19 €
	P3	7.119 kWh	3.432 kWh	0 kWh	3.432 kWh	0,00 €	185,33 €
Junio	P1	20.245 kWh	6.968 kWh	6968 kWh	0 kWh	693,28 €	0,00 €
	P2	11.464 kWh	3.928 kWh	3154 kWh	774 kWh	290,44 €	41,80 €
	P3	6.822 kWh	3.961 kWh	0 kWh	3.961 kWh	0,00 €	213,89 €
Julio	P1	14.312 kWh	7.060 kWh	6421 kWh	639 kWh	539,41 €	34,51 €
	P2	8.213 kWh	4.029 kWh	3338 kWh	691 kWh	215,33 €	37,31 €
	P3	13.992 kWh	4.824 kWh	0 kWh	4.824 kWh	0,00 €	260,50 €
Ag.	P1	12.912 kWh	6.798 kWh	5848 kWh	950 kWh	482,37 €	51,30 €
	P2	7.758 kWh	3.498 kWh	1979 kWh	1.519 kWh	182,27 €	82,03 €
	P3	11.894 kWh	3.375 kWh	0 kWh	3.375 kWh	0,00 €	182,25 €
Sep.	P1	16.780 kWh	5.029 kWh	4092 kWh	937 kWh	407,15 €	50,60 €
	P2	10.926 kWh	1.912 kWh	1492 kWh	420 kWh	137,45 €	22,68 €
	P3	14.227 kWh	3.079 kWh	0 kWh	3.079 kWh	0,00 €	166,27 €
Oct.	P1	13.858 kWh	5.373 kWh	4499 kWh	874 kWh	447,70 €	47,20 €
	P2	8.530 kWh	1.489 kWh	1231 kWh	258 kWh	113,35 €	13,93 €
	P3	12.870 kWh	2.750 kWh	0 kWh	2.750 kWh	0,00 €	148,50 €
Nov.	P1	5.213 kWh	44 kWh	43 kWh	1 kWh	4,32 €	0,05 €
	P2	24.124 kWh	4.328 kWh	4138 kWh	190 kWh	381,11 €	10,26 €
	P3	4.639 kWh	1.609 kWh	0 kWh	1.609 kWh	0,00 €	86,89 €
Dic.	P1	3.278 kWh	31 kWh	31 kWh	0 kWh	3,12 €	0,00 €
	P2	18.723 kWh	4.152 kWh	3586 kWh	566 kWh	330,28 €	30,56 €
	P3	3.695 kWh	2.085 kWh	2080 kWh	5 kWh	0,00 €	0,27 €
TOTAL		417.876 kWh	130.019 kWh	90.618 kWh	39.401 kWh	8.862,00 €	2.127,00 €

Tabla 17: Cálculo desglosado de la estimación en producción y ahorros. Fuente: propia.

10.4. Evolución económica de la inversión

En la tabla 18 se muestra una evolución anual del Flujo de Caja (FC) junto al balance acumulado, y en la figura 128 se puede observar lo mismo, de forma visual, en una gráfica.

Consideraciones:

-No se ha tenido en cuenta el incremento anual del precio de la luz, si bien lo más probable es que continúe en aumento, y por lo tanto los ahorros cada año sean mayores a los calculados previstos. Sin embargo, como eso no se sabe con certeza, se ha preferido no considerarlo para los cálculos.

-Se ha realizado con un horizonte de 25 años puesto que ello representa la vida útil aproximada de instalaciones de este tipo.

-Se ha considerado un IPC aproximado de en torno al 1,53%.

-El Beneficio neto (Bn) se ha calculado descontándole el impuesto de sociedades (actualmente de un 25%) al Beneficio bruto (Bb).

Evolución económica anual de la inversión							
Inversión inicial instalación: 72.739€							
IPC: 1,53%							
Año	Gastos	Amortización	Ahorros	Bb	Bn	FC	Balance
0	72.739 €	-	-	-	-	-	-72.739 €
1	1.440 €	2.910 €	14.439 €	10.089 €	7.567 €	10.477 €	-62.262 €
2	1.462 €	2.954 €	14.660 €	10.244 €	7.683 €	10.637 €	-51.625 €
3	1.484 €	2.999 €	14.884 €	10.401 €	7.800 €	10.800 €	-40.826 €
4	1.507 €	3.045 €	15.112 €	10.560 €	7.920 €	10.965 €	-29.861 €
5	1.530 €	3.092 €	15.343 €	10.721 €	8.041 €	11.133 €	-18.728 €
6	1.554 €	3.139 €	15.578 €	10.885 €	8.164 €	11.303 €	-7.425 €
7	1.577 €	3.187 €	15.816 €	11.052 €	8.289 €	11.476 €	4.051 €
8	1.601 €	3.236 €	16.058 €	11.221 €	8.416 €	11.652 €	15.702 €
9	1.626 €	3.285 €	16.304 €	11.393 €	8.544 €	11.830 €	27.532 €
10	1.651 €	3.336 €	16.553 €	11.567 €	8.675 €	12.011 €	39.543 €
11	1.676 €	3.387 €	16.807 €	11.744 €	8.808 €	12.195 €	51.738 €
12	1.702 €	3.439 €	17.064 €	11.924 €	8.943 €	12.381 €	64.119 €
13	1.728 €	3.491 €	17.325 €	12.106 €	9.079 €	12.571 €	76.689 €

14	1.754 €	3.545 €	17.590 €	12.291 €	9.218 €	12.763 €	89.452 €
15	1.781 €	3.599 €	17.859 €	12.479 €	9.359 €	12.958 €	102.410 €
16	1.808 €	3.654 €	18.132 €	12.670 €	9.503 €	13.156 €	115.567 €
17	1.836 €	3.710 €	18.410 €	12.864 €	9.648 €	13.358 €	128.924 €
18	1.864 €	3.766 €	18.691 €	13.061 €	9.796 €	13.562 €	142.487 €
19	1.893 €	3.824 €	18.977 €	13.261 €	9.945 €	13.770 €	156.256 €
20	1.922 €	3.883 €	19.268 €	13.464 €	10.098 €	13.980 €	170.236 €
21	1.951 €	3.942 €	19.563 €	13.670 €	10.252 €	14.194 €	184.431 €
22	1.981 €	4.002 €	19.862 €	13.879 €	10.409 €	14.411 €	198.842 €
23	2.011 €	4.064 €	20.166 €	14.091 €	10.568 €	14.632 €	213.474 €
24	2.042 €	4.126 €	20.474 €	14.307 €	10.730 €	14.856 €	228.330 €
25	2.073 €	4.189 €	20.788 €	14.525 €	10.894 €	15.083 €	243.413 €

Tabla 18: Evolución económica anual de la inversión. Fuente: Creación propia.



Figura 128: Gráfica de la evolución económica anual de la inversión. Fuente: Creación propia.

En la figura 128 se muestra de manera gráfica la misma información de evolución económica anual. En cuanto a los indicadores de rentabilidad, que se presentan en el siguiente apartado, se han calculado empleando las fórmulas internas del Excel. Siendo:

(a) $VAN = -I_0 + \sum_{n=1}^{25} \frac{FC_n}{(1+ir)^{n-1}}$ donde ir representa el interés real.

(b) $TIR \rightarrow$ El valor de i que hace el $VAN = 0 \rightarrow -I_0 + \sum_{n=1}^{25} \frac{FC_n}{(1+ir)^{n-1}} = 0$

(c) $PR = \frac{I_0}{FC_{promedio\ anual}}$

10.5. Análisis de resultados

En la tabla 19 se muestra un resumen de los indicadores económicos más relevantes utilizados para considerar la viabilidad de la inversión.

Indicadores de rentabilidad	Valor
(a) VAN	192.049,75 €
(b) TIR	18,2 %
(c) PR	5,8 años

Tabla 19: Indicativos económicos obtenidos. Fuente: Creación propia

Dado que se obtiene un $VAN > 0$ y un $TIR > ir$, directamente indica que la inversión es viable y rentable económicamente. Los valores no son nada despreciables, lo que asegura un aporte ventajoso para el valor de la empresa y sus beneficios, ofreciendo una alta rentabilidad. En cuanto a la aproximación del Periodo de Retorno (PR) mediante la fórmula que emplea el FC promedio anual, expuesta anteriormente, se obtiene que es de unos 5 años y 10 meses, lo cual no supone un largo periodo de tiempo para una empresa, siendo una inversión realmente interesante.

11 – Conclusiones

Con este documento de Memoria se entiende que se ha descrito adecuadamente y en profundidad la solución escogida de entre las propuestas planteadas, tanto para la justificación de la misma, como para su correcta ejecución.

A la vista de los resultados obtenidos en el estudio económico, se saca una conclusión favorable a la ejecución de la instalación, dada su alta viabilidad y rentabilidad. En cuanto a la repercusión en el medio ambiente, según se ha analizado, se obtienen altas disminuciones en emisiones y contaminación y por ello un sello más verde de la empresa. Por todo ello, se considera que se logran notoria y notablemente los objetivos planteados por el promotor para la realización de esta instalación.

Si bien es cierto que mediante la instalación proyectada no alcanzarán a cubrir la totalidad de sus consumos de red, también cabe destacar las limitaciones que ha ofrecido la cubierta y la superficie útil disponible. En este sentido, se ha aprovechado de una manera eficaz las posibilidades que ofrecía la cubierta existente.

12 – Normas y disposiciones legales aplicadas

Para los diseños e instalaciones proyectadas en el presente trabajo, son de aplicación las siguientes reglamentaciones, las cuales se han tenido en consideración.

- 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-Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- Resolución de 4 de noviembre de 2002 de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, por la que se desarrolla la Orden de 9 de septiembre de 2002, de la Consejería de Ciencia, Tecnología, Industria y Comercio, por la que se adoptan medidas de normalización en la tramitación de expedientes en materia de Industria, Energía y Minas. (Suplemento BORM nº284, de 10/12/2002).
- RD 1578/2008 de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología (B.O.E. nº 234 de 27 de septiembre).
- CORRECCIÓN de errores del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.
- Orden ITC/82/2009 de 30 de enero, por la que se pospone el cierre del plazo de presentación de solicitudes de instalaciones fotovoltaicas al registro de preasignación de retribución, establecido en el RD 1578/2008, de 26 de septiembre, publicado el día 21 de enero, número 27, página 10.431.
- Real Decreto 661/2007 de 26 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Introduciendo particularidades que afectan a los procedimientos de autorización administrativa, régimen especial, acceso y conexión a la red de distribución, de las instalaciones solares fotovoltaicas.
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Ley 48/1998 de 30 de diciembre, sobre procedimientos de contratación en los sectores del agua, la energía, los transportes y las telecomunicaciones, por la que se incorporan al ordenamiento jurídico español las directivas 93/38 CEE y 92/13 CEE.
- Ley 54/97, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 1955/2000, del 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) aprobado por el Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto, publicado en el BOE nº 224 del 18 de septiembre de 2002.
- Instrucciones Técnicas Complementarias de Baja Tensión (ITC-BT).
- Código Técnico de la Edificación (CTE): Seguridad Estructural (DB-SE), Bases de Cálculo, y Acciones en la Edificación (DB-SE-AE).
- Reglamento de Seguridad e Higiene en el trabajo (L31/95).
- Instalaciones de enlace de Iberdrola. Cajas de protección y medida NI 42.722.00.
- UNE EN 62 052-11: Equipos de medida de la energía eléctrica (c.a.). Requisitos generales, ensayos y condiciones de ensayo. Parte 11: Equipos de medida.
- Normas UNE relacionadas con las instalaciones fotovoltaicas.
- UNE-EN-9488 2001 Energía solar. Vocabulario (ISO 9488:1999)

- UNE-EN-60891 1994 Procedimiento corrección con la temperatura y la irradiancia de la característica I-V de dispositivos fotovoltaicos de silicio cristalino.
- UNE-EN 60904-1 2007 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 1: Medida de la característica intensidad-tensión de los módulos fotovoltaicos.
- UNE-EN 60904-2 1994 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 2: Requisitos de células solares de referencia.
- UNE-EN 60904-2/A1 1998 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 2: Requisitos de células solares de referencia.
- UNE-EN 60904-3 1994 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 3: Fundamentos de medida de dispositivos solares fotovoltaicos de uso terrestre con datos de irradiancia espectral de referencia.
- UNE-EN 60904-5 1996 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 5: Determinación de la temperatura de la célula equivalente de dispositivos fotovoltaicos por el método de la tensión de circuito abierto.
- UNE-EN 60904-6 1997 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 6: Requisitos para los módulos solares de referencia.
- UNE-EN 60904-7 1999 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 7: Cálculo del error introducido por el desacoplo espectral en las medidas de un dispositivo fotovoltaico.
- UNE-EN 60904-8 1999 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 8: Medida de la respuesta espectral de un dispositivo fotovoltaico.
- UNE-EN 60904-10 1999 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 10: Métodos de medida de la linealidad.
- UNE-EN 61173 1998 Protección contra las sobretensiones de los sistemas fotovoltaicos productores de energía.
- UNE-EN 61194 1997 Parámetros característicos de los sistemas fotovoltaicos autónomos.
- UNE-EN 61215 2006 Módulos fotovoltaicos de silicio cristalino. Cualificación del diseño y aprobación del tipo.
- UNE-EN 61277 2000 Sistemas fotovoltaicos terrestres generadores de potencia. Generalidades y guía.
- UNE-EN 61345 1999 Ensayo ultravioleta para módulos fotovoltaicos.
- UNE-EN 61683 2001 Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- UNE-EN 61701 2000 Ensayo de corrosión por niebla salina de módulos fotovoltaicos.
- UNE-EN 61702 2000 Evaluación de sistemas de bombeo fotovoltaico de acoplo directo.
- UNE-EN 61721 2000 Susceptibilidad de un módulo fotovoltaico al daño por impacto accidental (resistencia al impacto).
- UNE-EN 61724 2000 Monitorización de sistemas fotovoltaicos. Guías para la medida, el intercambio de datos y el análisis.
- UNE-EN 61725 1998 Expresión analítica para los perfiles solares diarios.
- UNE-EN 61727 1996 Sistemas fotovoltaicos. Características de la interfaz de conexión a tierra.
- UNE-EN 61829 2000 Campos fotovoltaicos de silicio cristalino. Medida en el silicio de características I-V.
- UNE-EN 61646 1997 Módulos de capa de lámina delgada. Cualificación del diseño y aprobación del tipo.
- UNE-EN 61835 2006 Campos fotovoltaicos de silicio cristalino. Medida en el sitio de características I-V.
- Reglamento de Alta Tensión RD 223, 2008 de 15 de enero.
- Real Decreto Legislativo 2/2008, de 20 de junio, por el que se aprueba el texto refundido de la ley de suelo.
- Ley 4/2009, de 14 de mayo, de Protección Ambiental Integrada.
- Decreto 48/1998 de protección del medio ambiente frente al ruido.

13 – Programas empleados

Para la realización del diseño y cálculo del sistema fotovoltaico del presente proyecto, se ha recurrido a los siguientes programas y herramientas:

- **Google Earth Pro:**
Programa informático que muestra un globo terrestre virtual que permite visualizar múltiple cartografía, con base en la fotografía satelital. Útil para obtener una visualización precisa en tres dimensiones de la nave en cuestión y tener información de los espacios y medidas de la misma.
- **AutoCAD: (versión 2020):**
Software de diseño utilizado para la realización de los planos 2D del presente proyecto.
- **SketchUp Pro:**
Software de diseño gráfico y modelado en tres dimensiones (3D), de gran utilidad para el diseño de elementos de la instalación y proyección de espacios.
- **PVGIS:**
Aplicación web que proporciona un inventario de datos geográficos en una base cartográfica del recurso de energía solar, y permite la evaluación de la generación de energía eléctrica a partir de los sistemas fotovoltaicos en Europa, África y Asia occidental.
- **SunEarthTools:**
Aplicación web que dispone de una colección de herramientas para calcular parámetros de utilidad en el diseño de instalaciones fotovoltaicas, como cálculos de la posición del sol en una ubicación del mapa geográfico.
- **PVSYST (versión 6.8.5):**
Software que permite el diseño, simulación y análisis de datos de una instalación fotovoltaica. También dispone de un espacio de construcción en 3D habilitado específico para el modelado y simulación de sombras.
- **Microsoft Excel:**
Programa de hojas de cálculo, con herramientas avanzadas de análisis, tratamiento y visualización de datos.
- **XL PRO de Legrand:**
Software para el diseño y modelado de armarios y cuadros eléctricos de potencia. Cuenta con numerosas opciones de apartamento modular a incluir y distintas dimensiones.

14 – Referencias: webgrafía y bibliografía

- [1] Photovoltaic Principles and Theoretical explanations. Resources for the photovoltaic educator. Christiana Honsberg and Stuart Bowden: <https://www.pveducation.org/>
- [2] Surawdhaniwar, Sonali; Diwan, Ritesh: “Study of Maximum Power Point Tracking Using Perturb and Observe Method.” 2012.
- [2] Seyedmahmoudian, Mehdi; Horan, Ben; Rahmani, Rasoul; Maung Than Oo, Aman: “Efficient Photovoltaic System Maximum Power Point Tracking Using a New Technique”. *Energies*. 2016.
- [3] Priyanka Gotika: “Maximum Power Point Tracking Algorithm” MathWorks.
- [4] Anuario Fotovoltaico 2019 - ANPIER (Asociación Nacional de Productores de Energía fotovoltaica).
- [5] Guía de IDAE del Autoconsumo - IDAE Y ENERAGEN - 2019.
- [6] <https://www.monsolar.com/blog/orientacion-placas-solares-este-oeste/>
- [7] Información técnica de ‘Tecnología de módulos’ - Dünnsicht-TI-UES114630 - SMA Solar Technology AG - Apartado 4: Resistencia de Aislamiento (p.5) - <http://files.sma.de/dl/7418/Duennschicht-TI-UES114630.pdf>
- [8] ISF06 - Diseño, dimensionado y selección de componentes de instalaciones fotovoltaicas. - Apartado 2.4. Puestas a tierra de las instalaciones solares fotovoltaicas - ULHI- BIRTLH - CIFP de aprendizajes virtuales y digitalizados - https://ikastaroak.ulhi.net/edu/es/IEA/ISF/ISF06/es_IEA_ISF06_Contenidos/website_241_proteccion_de_las_personas_frente_al_contacto_indirecto.html#
- [9] Seguridad eléctrica de plantas fotovoltaicas con conexión en baja tensión - N.R. Melchor, F.R. Quintela, R.C. Redondo, J.M.G. Arévalo - STS Proyectos de Ingeniería - Universidad de Salamanca
- [10] Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red (PCT-C-REV-julio 2011) - Apartado 5.9. Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas - Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf
- [11] Plan de Fomento de las Energías Renovables en España, PFER, 1999 - IDAE. https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_4044_PFER2000-10_1999_1cd4b316.pdf
- [12] Compensación de emisiones de CO2 mediante la plantación de árboles - Ficha Cambio climático, Región de Murcia. <http://cambioclimaticomurcia.carm.es/fichas/compensacion.htm>
- [13] Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo - IDAE, 2019
<https://www.idae.es/publicaciones/guia-profesional-de-tramitacion-del-autoconsumo>

DOCUMENTO B - ANEXOS



ÍNDICE ANEXOS

ANEXO I – CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS.....	121
1.1. Potencia total instalada.....	121
1.2. Cálculo del equipo inversor.....	121
1.3. Diseño y configuración del generador fotovoltaico.....	122
1.3.1. Número de paneles en serie por rama.....	122
1.3.2. Número de ramas en paralelo por inversor.....	124
1.4. Dimensionamiento del cableado de potencia.....	125
1.4.1. Cableado de corriente continua.....	125
1.4.2. Cableado de corriente alterna.....	129
1.4.2.1. Cableado del inversor 36KTL al cuadro de AC.....	130
1.4.2.2. Cableado del inversor 60KTL al cuadro de AC.....	131
1.4.2.3. Cableado del cuadro de AC al cuadro general.....	132
1.5. Cálculo de las protecciones.....	133
1.5.1. Aparata de protección DC.....	133
1.5.2. Aparata de protección AC.....	134
1.6. Cálculo de la puesta a tierra.....	136
1.7. Diseño del cableado de protección.....	137
1.7.1. Conductor de protección de corriente continua.....	137
1.7.2. Conductor de protección de corriente alterna.....	137
1.8. Cálculo de carga estructural.....	137
1.9. Distancia mínima entre filas de las propuestas A y B.....	138
ANEXO II – PROCESO DE TRAMITACIÓN Y LEGALIZACIÓN.....	141
2.1. Antes de iniciar la tramitación.....	141
2.2. Trámites antes de iniciar la instalación.....	141
2.3. Trámites tras finalizar la instalación.....	143
2.4. Resumen del proceso de tramitación a realizar.....	145
ANEXO III – ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD.....	148
3.1. Objeto, justificación y objetivos.....	148
3.2. Datos del proyecto.....	149
3.3. Datos de interés para la prevención de riesgos laborales.....	152
3.4. Plazo de ejecución y número máximo de trabajadores.....	154
3.5. Instalaciones provisionales para los trabajadores.....	154
3.6. Normas o medidas preventivas tipo.....	154
3.7. Prevención de riesgos de daños a terceros.....	156
3.8. Identificación y evaluación de riesgos.....	156
3.9. Protección colectiva a utilizar en la obra.....	168
3.10. Equipos de protección individual a utilizar en la obra.....	168
3.11. Señalización de los riesgos.....	169
3.12. Medidas de asistencia en caso de accidente laboral.....	169
3.13. Trabajos posteriores a la obra.....	172

3.14. Otras consideraciones y prohibiciones.....	173
3.15. Procedimiento de comunicación de nuevas actuaciones.....	174
3.16. Documentos de nombramientos de control del nivel de SS.....	174
3.17. Formación e información en SS.....	174
3.18. Sanciones.....	174
ANEXO IV – DOCUMENTACIÓN TÉCNICA.....	175
4.1. Módulos FV Canadian Solar KuMax CS3U-350P.....	175
4.2. Inversor Huawei SUN2000-36KTL.....	177
4.3. Inversor Huawei SUN2000-60KTL.....	179
4.4. Cableado.....	181
4.5. Smartlogger 1000 - Huawei.....	185
4.6. Contador bidireccional Socomec Countis E40.....	186
4.7. Conducciones.....	188
4.8. Protecciones.....	190

ANEXO I – CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

1.1. Potencia total instalada

La potencia total instalada en la planta fotovoltaica sobre la cubierta de la nave se resume a continuación:

Cantidad Paneles FV KuMax	280 paneles
Potencia pico por panel	350 Wp
Potencia pico total instalación FV	98 kWp

Tabla 20: Resumen potencia instalada. Fuente: Creación propia

Dada la selección de la propuesta D, se tiene un total de 280 paneles fv, cada uno de potencia pico 350Wp, por lo tanto el arreglo de todos los paneles en su conjunto forman una instalación generadora fotovoltaica cuya potencia pico total instalada es de:

$$280 \text{ paneles} \cdot 350 \frac{\text{Wp}}{\text{panel}} = 98\,000 \text{ Wp} = 98 \text{ kWp} \quad (1)$$

Los 280 paneles fotovoltaicos se prevé que estén en funcionamiento todos al mismo tiempo, salvo avería de uno o varios de ellos. Por lo tanto, estarán todos funcionando simultáneamente, siendo por tanto el coeficiente de simultaneidad de 1. Al mismo tiempo, los inversores Huawei, modelos: SUN2000 36KTL Y SUN2000 60KTL estarán también en funcionamiento simultáneo.

Los 280 paneles fotovoltaicos se prevé que estén en funcionamiento todos al mismo tiempo, salvo avería de uno o varios de ellos. Por lo tanto, estarán todos funcionando simultáneamente, siendo por tanto el coeficiente de simultaneidad de 1. Al mismo tiempo, los inversores Huawei, modelos: SUN2000 36KTL Y SUN2000 60KTL estarán también en funcionamiento simultáneo.

1.2. Cálculo del equipo inversor

Para el cálculo de los inversores necesarios, se considera un funcionamiento normal por debajo de la potencia pico instalada en paneles, dadas las diversas pérdidas comunes, sean por irradiación por debajo de la óptima, inclinación y orientaciones distintas a las de máxima generación, posibles sombras, etc.

Se escogen como inversores el Huawei SUN2000-36KTL y el Huawei SUN2000-60KTL, de potencias nominales 36kW y 60kW respectivamente. Por lo tanto, la potencia total que ofrece la suma de ambos es de 96 kW. Según recomendaciones del fabricante, para que el inversor funcione adecuadamente y a un rendimiento maximizado, la potencia del generador no debe ser superior a alrededor de 1,1 veces la potencia de salida del equipo inversor, para que no funcione muy cargado. Según el cálculo de (2) se comprueba que dicha directriz se cumple.

$$\begin{aligned} 98 \text{ kW} \cdot 1,1 &= 105 \text{ kWp} \\ 98 \text{ kWp} &< 105 \text{ kWp} \end{aligned} \quad (2)$$

1.3. Diseño y configuración del generador fotovoltaico

Para dimensionar y distribuir la configuración del generador fotovoltaico se debe considerar los rangos de tensión e intensidad que admiten los inversores seleccionados, ya que la tensión máxima y mínima de entrada de un inversor impone el número máximo y mínimo de paneles en serie que se le puede conectar, respectivamente. De la misma manera, la intensidad máxima y mínima de entrada de un inversor delimita el número máximo y mínimo de ramas en paralelo con que puede trabajar, respectivamente.

1.3.1. Número de paneles en serie por rama

- Número mínimo de paneles en serie:

Para que se alcance una tensión suficiente para la conexión y operación del inversor, así como el funcionamiento de búsqueda del punto MPP, éste ha de tener a su entrada una tensión mínima, la cual se alcanza disponiendo de diversos paneles conectados en serie en un string. Para ello, se ha de tener en cuenta que la tensión que genera cada panel es menor cuanto mayor sea la temperatura. Para los cálculos se ha considerado un hipotético caso extremo de una temperatura máxima de célula de 85°C, el caso más desfavorable. Además, se tiene una $V_{mp}(25^{\circ}\text{C}) = 39,2 \text{ V}$ bajo condiciones STC ($T^{\circ}=25^{\circ}$) y un coeficiente de temperatura en tensión de $V = -0.29\%/^{\circ}\text{C}$ según los datos técnicos del panel empleado.

$$V_{mp}(T_{cell}) = V_{mp}(25^{\circ}\text{C}) - \beta (T_{cell} - 25) \quad (3)$$

$$V_{mp \text{ min panel}} = V_{mp}(70^{\circ}\text{C}) = 39,2 - 0,0029(85 - 25) = 39 \text{ V} \quad (4)$$

A continuación se realiza el cálculo del tamaño de string mínimo para cada uno de los dos inversores.

(a) Para el inversor SUN2000-36KTL:

$$N_{min} = \frac{V_{min}(inversor)}{V_{mp \text{ min}(panel)}} = \frac{250 \text{ V}}{39 \text{ V /panel}} = 6,4 \text{ paneles} \rightarrow 7 \text{ paneles en serie mínimo} \quad (5)$$

(b) Para el inversor SUN2000-60KTL:

$$N_{min} = \frac{V_{min}(inversor)}{V_{mp \text{ min}(panel)}} = \frac{200 \text{ V}}{39 \text{ V /panel}} = 5,1 \text{ paneles} \rightarrow 6 \text{ paneles en serie mínimo} \quad (6)$$

- Número máximo de paneles en serie:

Para que no se sobrepase la tensión máxima de entrada admisible por el inversor, se debe calcular el número máximo de paneles a conectar en serie. Para ello, se ha de tener en cuenta que la tensión que genera cada panel es mayor cuanto menor sea la temperatura. Para los cálculos se ha considerado que la temperatura de la célula pudiese descender hasta una temperatura mínima de unos -10°C . Además en este caso, la tensión máxima puede venir limitada o bien por la tensión en el punto MPP (V_{mp}) o bien por la tensión en vacío (V_{oc}), por lo tanto se calculará para ambos y se verá cuál es el más limitante. Aplicando la fórmula (3) se tiene:

$$V_{mp \text{ max panel}} = V_{mp}(-10^{\circ}\text{C}) = 39,2 - 0,0029(-10 - 25) = 39,3 \text{ V} \quad (7)$$

$$V_{oc \text{ max panel}} = V_{oc}(-10^{\circ}\text{C}) = 46,6 - 0,0029(-10 - 25) = 46,7 \text{ V} \quad (8)$$

A continuación se realiza el cálculo del tamaño de string mínimo para cada uno de los dos inversores.

(a) Para el inversor SUN2000-36KTL:

$$\text{Según } V_{mp}: N_{max} = \frac{V_{mp \max}(\text{inversor})}{V_{mp \max}(\text{panel})} = \frac{1000 \text{ V}}{39,3 \text{ V /panel}} = 25,4 \text{ paneles} \rightarrow 25 \text{ paneles en serie máximo} \quad (9)$$

$$\text{Según } V_{oc}: N_{max} = \frac{V_{oc \max}(\text{inversor})}{V_{oc \max}(\text{panel})} = \frac{1100 \text{ V}}{46,7 \text{ V /panel}} = 23,5 \text{ paneles} \rightarrow 23 \text{ paneles en serie máximo} \quad (10)$$

(b) Para el inversor SUN2000-60KTL:

$$\text{Según } V_{mp}: N_{max} = \frac{V_{mp \max}(\text{inversor})}{V_{mp \max}(\text{panel})} = \frac{1000 \text{ V}}{39,3 \text{ V /panel}} = 25,4 \text{ paneles} \rightarrow 25 \text{ paneles en serie máximo} \quad (11)$$

$$\text{Según } V_{oc}: N_{max} = \frac{V_{oc \max}(\text{inversor})}{V_{oc \max}(\text{panel})} = \frac{1100 \text{ V}}{46,7 \text{ V /panel}} = 23,5 \text{ paneles} \rightarrow 23 \text{ paneles en serie máximo} \quad (12)$$

Atendiendo a los resultados anteriores, se debe escoger un tamaño de string de entre 7 y 23 paneles en serie en el caso del inversor de 36kW, y entre 6 y 23 paneles en serie en el caso del inversor de 60kW. Se escoge finalmente un tamaño de string de **N=20 módulos**, para ambos inversores.

La decisión de este valor se ha realizado teniendo en cuenta la curva de eficiencia, que se puede ver en la figura 129 para el caso del inversor de 36kW (la curva del inversor de 60kW es prácticamente igual). En cuyo caso, se puede observar que a una tensión de entrada de en torno a los 620V el inversor trabaja a su máxima eficiencia. Mientras que para tensiones muy por encima (alrededor de 850V) disminuye un poco su eficiencia, y alrededor de 480 V el inversor funciona con una eficiencia todavía menor.

Por lo tanto, escogiendo un tamaño de string de N=20 y considerando una tensión nominal por panel de $V_{mp}=39.2V$, resultaría de una tensión nominal por rama de $20 \times 39,2 = 784V$, lo cual está en torno a los 620V de la curva que proporciona una alta eficiencia.

Además, los string de tamaño de 20 módulos son cómodos de tratar en este tipo de instalaciones y está bastante extendido en la práctica, dando resultados satisfactorios.

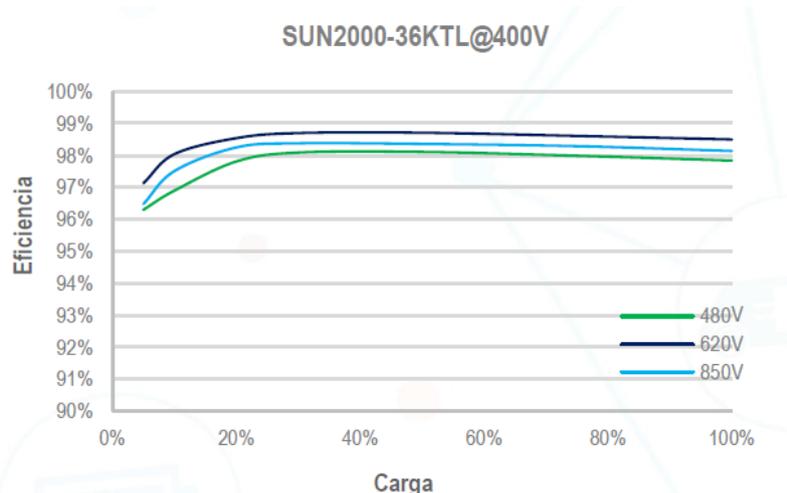


Figura 129: Curva de eficiencia según la carga, para distintas tensiones de funcionamiento de entrada, del inversor de 36kW.
Fuente: Ficha técnica del inversor Huawei SUN2000-36KTL.

1.3.2. Número de ramas en paralelo por inversor

Como la instalación a realizar es de 280 módulos en total, y se ha escogido un tamaño de string (ó ramal) de 20 módulos en serie, pues se tendrá un número de strings en paralelo de:

$$N_{strings} = \frac{280}{20 \text{ paneles/string}} = 14 \text{ strings} \quad (13)$$

El inversor de 36kW dispone de 8 entradas para strings (con 4 MPPT) y el inversor de 60kW dispone de 12 entradas para strings (con 6 MPPT), según se indica en los datos de sus fichas técnicas. Por lo tanto, se tienen 20 entradas totales disponibles entre ambos inversores, lo cual es suficiente para las 14 ramas de la instalación. Se distribuyen los 14 strings repartidos entre ambos inversores de manera que en el inversor 36KTL de 8 entradas se ocuparán 5 entradas y en el inversor 60KTL de 12 entradas se ocuparán 9 entradas, estando por lo tanto ambos inversores igual de cargados, en torno al 70%. La repartición de strings entre ambos inversores será tal que se tenga un equilibrio también en el tipo de string conectado en base a su orientación, para que funcionen ambos inversores con el mismo patrón aproximado de producción. Además, se ocuparán todas las entradas MPPT individuales cuando sea posible, y en los casos en los que los strings que se conectan se dirigen hacia el mismo MPPT, éstos serán strings parecidos en cuanto a su inclinación y orientación para que tengan una producción similar y no uno no limite al otro según el seguimiento del punto de máxima potencia.

La distribución explicada anteriormente se puede comprobar en los planos P03 y P05.

Para comprobar finalmente que los strings e inversores son adecuados, se debe verificar que la intensidad generada por la asociación en paralelo calculada anteriormente no supera la intensidad máxima admisible de entrada de los inversores. En este caso, los inversores escogidos tienen como límite establecido en sus fichas técnicas las intensidades nominales máximas por MPPT, así como las intensidades máximas de cortocircuito por MPPT. Ambos inversores tienen 1 seguidor MPPT cada 2 entradas, como se puede ver por ejemplo en las figuras 34 y 35 del 36KTL, por lo tanto habrá que comprobar la corriente que generan 2 strings en paralelo para comprobar dicho límite establecido.

(a) Para el inversor SUN2000-36KTL:

$$2 \cdot I_{mp} \leq I_{max-mppt} \rightarrow 2 \cdot 8,94 \text{ A} \leq 22 \text{ A} \rightarrow 17,88 \text{ A} \leq 22 \text{ A} \rightarrow \text{ok} \quad (14)$$

$$2 \cdot I_{sc} \leq I_{max,sc-mppt} \rightarrow 2 \cdot 9,51 \text{ A} \leq 30 \text{ A} \rightarrow 19,02 \text{ A} \leq 30 \text{ A} \rightarrow \text{ok} \quad (15)$$

Empleando como datos:

$$I_{mp} = 8,94 \text{ A} \text{ (del catálogo del panel KuMax350P, a STC)}$$

$$I_{max-mppt} = 22 \text{ A} \text{ (del catálogo de inversor Huawei SUN2000-36KTL)}$$

$$I_{sc} = 9,51 \text{ A} \text{ (del catálogo del panel KuMax350P, a STC)}$$

$$I_{max,sc-mppt} = 30 \text{ A} \text{ (del catálogo de inversor Huawei SUN2000-36KTL)}$$

(b) Para el inversor SUN2000-60KTL:

Se tienen los mismos límites de intensidad que el 36KTL, por lo tanto se realiza el mismo procedimiento dando los mismos resultados favorables de las ecuaciones (14) y (15).

Como se cumplen todas las condiciones, los inversores seleccionados se adaptan adecuadamente a la distribución del generador fotovoltaico.

1.4. Dimensionamiento del cableado de potencia

El cálculo del cableado eléctrico se va a realizar en base a 2 criterios: el **criterio térmico** y el **criterio de caída de tensión**.

El criterio térmico, por el cual se escoge un cable (según tipo de conductor, aislamiento, modelo de instalación etc) de sección tal que su intensidad máxima admisible sea mayor que la que circulará por dicho cable, con tal de que la energía térmica generada por efecto joule se disipe adecuadamente y no sea superior al límite térmico del cableado para que éste no se dañe. Para ello se emplea una tabla proporcionada por el REBT que indica la intensidad admisible de los conductores (I_z) en función de su sección y aislamiento para distintas condiciones o métodos de instalación normalizados. Además, en caso de que en la instalación se empleen métodos distintos estos métodos normalizados, se emplean los factores de corrección, también según tablas proporcionadas por el rebt, en los que se corrigen principalmente según cuestiones de:

- Influencia por agrupación de cables o proximidad entre circuitos. Esto considera que en agrupaciones de cables es más difícil disipar el calor generador por efecto Joule.
- Influencia de la temperatura ambiente o del terreno.
- Influencia de la resistividad térmica del terreno.

Además, para el dimensionamiento del cable en función de la intensidad máxima admisible, se se multiplicará por 1,25 como factor de seguridad, por lo tanto, se va a considerar el 125% de la intensidad máxima que va a transportar la línea de corriente continua, según se establece el apartado 5 de la ITC-BT-40.

El criterio de caída de tensión, es aquel según el cual se dimensiona la sección de un cable tal que la caída de tensión que se produce en toda su longitud sea menor que el valor máximo admisible definido en el REBT, que es un 1,5% en el tramo de DC de paneles generadores al inversor, y un 1,5% en el tramo en AC en el tramo de inversor al punto de conexión en el cuadro general de distribución.

1.4.1. Cableado de corriente continua

En la parte de continua, para el dimensionado de la sección del cableado se empleará la corriente de cortocircuito, ISC, ya que es la máxima que podrá circular por el cable.

Características por rama:

Nº módulos	20
Potencia	7 kWp
Corriente de cortocircuito	9,51 A
Tensión de circuito abierto	932 V
Tensión nominal	784 V
Longitud cable máxima	60 m

Tabla 21: Características principales por rama de módulos fv. Fuente: Creación propia.

En lo que se refiere a los conductores de potencia, existirá una línea (circuito eléctrico) por cada rama (string), de cada string al inversor. La cual estará compuesta por dos conductores activos (fase y neutro).

Criterio térmico

Se procede al cálculo según se ha explicado anteriormente en la parte introductoria al método. Por cada línea de los strings de continua se supone que circulará un máximo de:

$$I_L = 1,25 \cdot I_{SC} = 1,25 \cdot 9,51 = 11,89 \text{ A} \tag{16}$$

Como se trata de cables unipolares sobre bandejas perforadas, se empleará el método de instalación ‘F’ según la figura 130.

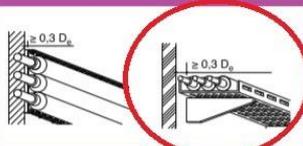
Ref.	Modos de instalación	Descripción	Tipo
31		Cables <u>unipolares (F)</u> o multipolares (E) sobre bandejas de cables perforadas.	E o <u>F</u>

Figura 130: Referencia 31 de modos de instalación. Fuente: Tabla 52-B2 de Prysmian, según norma UNE 20460-5-523 y según la Tabla B de la ITC-BT-19 de modos de instalación.

A continuación en la tabla 22 se observa el rango que se va a consultar de intensidades admisibles según sección de cable, considerando el método de instalación F comentado. En cuanto al aislamiento de los cables, serán de XLPE según se ha definido anteriormente en el correspondiente apartado de cableado en la memoria del presente proyecto. El número 2 de ‘XLPE2’ indica que en la instalación hay dos conductores activos (en este caso fase y neutro de la parte de continua).

Número de conductores con carga y naturaleza del aislamiento														
A1			PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C							
A2		PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C								
B1					PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C				
B2				PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C						
C						PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C			
D*		VER SIGUIENTE TABLA												
E							PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C		
F								PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C		
Cobre		mm ²	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
		1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	25
		2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	34
		4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	46
		6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	59
		10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	82
		16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	110
		25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
		35	72	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
		50	86	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
		70	109	118	130	149	160	171	185	199	214	224	244	269
		95	130	143	156	180	194	207	224	241	259	271	296	327
		120	150	164	188	208	225	240	260	280	301	314	348	380
	150	171	188	205	236	260	278	299	322	343	363	404	438	
	185	194	213	233	268	297	317	341	368	391	415	464	500	
	240	227	249	272	315	350	374	401	435	468	490	552	590	
	300	259	285	311	349	396	423	461	516	547	640	674	713	

Tabla 22: Intensidades admisibles en amperios, para cables de Cu no enterrados, al aire (40°C). Fuente: Tabla A.52-1 bis de Prysmian, en base a la tabla 1 de la ITC-BT-19.

Además, dado que habrá diversos circuitos agrupados en la misma bandeja, provenientes de los dos cables activos de cada string, habrá que considerar un factor de corrección por proximidad entre circuitos, según la tabla 23.

Punto	Disposición	Número de circuitos o cables multiconductores									Instalación tipo
		1	2	3	4	6	9	12	16	20	
1	Empotrados, embutidos (dentro de un mismo tubo, canal o grapados sobre una superficie al aire)	1,0	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40	A a F
2	Capa única sobre los muros o los suelos o bandejas no perforadas	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	C
3	Capa única en el techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	0,60	0,60	0,60	
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales	1,0	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	E y F
5	Capa única sobre escaleras de cables, abrazaderas, etc.	1,0	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	

Tabla 23: Factores de corrección por agrupación de circuitos. Fuente: Tabla A.52-3 de catálogo Prysmian, en base a UNE 20560-5-523.

Cabe mencionar que en dicha tabla 23 se consideran cables multiconductores y los de la presente instalación son unipolares, pero no existe una tabla equivalente para éstos en cuanto a factor de corrección, por lo tanto se emplea esta, la cual estará del lado de seguridad. Además, hay que tener en cuenta que dicha tabla se considera sólo una única capa sobre bandejas perforadas. En presente instalación, sin embargo, al tener 14 strings y 2 conductores activos por string, se tendrán 28 conductores. Por lo tanto, en el punto más desfavorable en que estén todos los 28 conductores agrupados en la bandeja, se tendrán 4 capas de 7 conductores, como muestra la figura 131. Además, al haber más de una capa, se ha que emplear un coeficiente adicional, según la tabla 24.

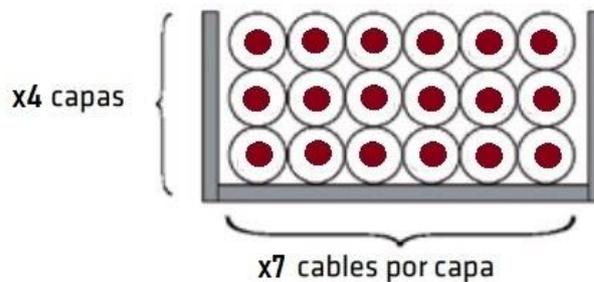


Figura 131: Máxima agrupación de conductores de la instalación proyectada (4capas x 7cables=28 conductores unipolares). Fuente: Creación propia.

Número de capas	2	3	4 o 5	6 a 8	9 o más
Coefficiente	0,8	0,73	0,7	0,68	0,66

Tabla 24: Factor de reducción adicional para cables instalados en varias capas. Fuente: Tabla complementaria a la A.52-3, la misma que la tabla F de la ITC-BT-19.

Por lo tanto, con 7 cables por capa se entra en la tabla 23 (entre 6 y 9 cables) y se obtiene un factor de unos 0,73. A este se le aplica la segunda reducción adicional, según la tabla 24, de 0,7. Finalmente se queda un factor de corrección de $F_c=0,730,7=0,51$.

Con todo ello, si se escoge de la tabla 22 un cable de $S=1,5\text{mm}^2$, cuya intensidad admisible es $I_Z=25\text{ A}$, a la cual se le aplica el coeficiente de reducción y queda:

$$I'_Z = 25 \cdot 0,51 = 12,75 > I_L = 11,89\text{ A} \rightarrow \text{ok por crit. térmico} \quad (17)$$

Aunque, como se verá a continuación, esta sección no es suficiente según el criterio de caída de tensión, por lo que habrá que aumentar la sección.

Criterio de caída de tensión

Como se ha comentado anteriormente, la caída de tensión máxima en este tramo no debe ser superior a un 1,5%. Para calcularla se va a emplear la fórmula (18) de la caída de tensión para una línea monofásica, de dos conductores activos.

$$\Delta V_{rama}(\%) = \frac{2 \cdot L \cdot P}{c \cdot S \cdot U_{fn}^2} \cdot 100 \quad (18)$$

donde:

$L = 60\text{m}$	→ longitud máxima de rama
$P = 7\text{ kW}=7103\text{W}$	→ potencia por string
$c = 56\text{ m}/(\Omega\text{mm}^2)$	→ conductividad del Cu a 29°C
$U_{fn} = 20V_{mp} = 20 \times 39,2 = 783\text{ V}$	→ tensión nominal de string

Se ha empleado la longitud para el caso más desfavorable. Para ello, el string con mayor longitud de cableado desde su generación hasta el inversor es de $L = 60\text{m}$.

$$\Delta V_{rama}(\%) = \frac{2 \cdot 60 \cdot 7 \cdot 10^3}{56 \cdot 1,5 \cdot 783^2} \cdot 100 = 1,63\% > \Delta V_{max} = 1,5\% \rightarrow \text{no cumple crit. caída tensión} \quad (19)$$

Sustituyendo los datos para $S=1,5\text{mm}^2$ se obtiene una caída de tensión superior a 1,5%, según (19), por lo tanto no cumpliría. Para ello se ha de escoger una sección mayor. Se va a proceder imponiendo en este caso una caída de tensión máxima en este tramo de 0,5%.

$$\Delta V_{rama}(\%) = 0,5 = \frac{2 \cdot 60 \cdot 7 \cdot 10^3}{56 \cdot S \cdot 783^2} \cdot 100 \rightarrow \text{Despejando } S \text{ se obtiene } S = 4,89\text{ mm}^2 \quad (20)$$

Por lo tanto, la sección comercial inmediatamente superior es la de $S=6\text{mm}^2$. Si bien el cable de 4mm^2 también serviría porque con él se tiene una caída de tensión menor a la máxima por normativa de 1,5%, según la imposición del 0,5% que se ha planteado para la instalación proyectada, el de 4mm^2 no cumpliría. Por lo tanto se escoge usar cable de **$S=6\text{mm}^2$** , el cual cumple no sólo la normativa, sino incluso también con una mayor restricción por criterio propio de caída de tensión de 0,5%. Además, por ser una sección superior a la de $1,5\text{mm}^2$, que ya cumplía el criterio térmico, así pues éste también lo hará. Tanto las secciones de 4mm^2 como de 6mm^2 son las empleadas comúnmente en la parte de continua de fotovoltaica, siendo ambas igualmente adecuadas.

Por lo tanto, la caída de tensión real que se tendrá como máximo en la parte de continua será de:

$$\Delta V_{rama} = \frac{2 \cdot 60 \cdot 7 \cdot 10^3}{56 \cdot 6 \cdot 783^2} = 0,0039 \text{ V} = 0,39\% \quad (21)$$

LADO DC: Sección de **6mm²** es apta, cumple **ambos criterios**.

Cableado de corriente continua (strings-inversores)		
Tramo	Sección	Tipo cable
String 1 (20 módulos en serie) hasta inversor	Fx6mm ² + Nx6mm ²	Cables RV-K 0,6/1kV unipolares de Cu con aislamiento XLPE y recubrimiento de protección de PVC
String 2 (20 módulos en serie) hasta inversor	Fx6mm ² + Nx6mm ²	
String 3 (20 módulos en serie) hasta inversor	Fx6mm ² + Nx6mm ²	
String 4 (20 módulos en serie) hasta inversor	Fx6mm ² + Nx6mm ²	
String 5 (20 módulos en serie) hasta inversor	Fx6mm ² + Nx6mm ²	
String 6 (20 módulos en serie) hasta inversor	Fx6mm ² + Nx6mm ²	
String 7 (20 módulos en serie) hasta inversor	Fx6mm ² + Nx6mm ²	
String 8 (20 módulos en serie) hasta inversor	Fx6mm ² + Nx6mm ²	
String 9 (20 módulos en serie) hasta inversor	Fx6mm ² + Nx6mm ²	
String 10 (20 módulos en serie) hasta inversor	Fx6mm ² + Nx6mm ²	
String 11 (20 módulos en serie) hasta inversor	Fx6mm ² + Nx6mm ²	
String 12 (20 módulos en serie) hasta inversor	Fx6mm ² + Nx6mm ²	
String 13 (20 módulos en serie) hasta inversor	Fx6mm ² + Nx6mm ²	
String 14 (20 módulos en serie) hasta inversor	Fx6mm ² + Nx6mm ²	

Tabla 25: Cableado de la parte de continua. Fuente: creación propia.

1.4.2. Cableado de corriente alterna

El sistema consta de dos inversores trifásicos, teniendo una potencia nominal total de 96 kW. En un cuadro denominado cuadro de AC se instalarán las protecciones necesarias, las cuales se calculan en su apartado correspondiente. El cableado de corriente alterna se va a dividir en tres tramos: desde el inversor de 36kW hasta el interruptor general IGA situado en el cuadro de AC, desde el inversor de 60kW hasta el IGA situado en el cuadro de AC, y desde el IGA del cuadro de AC hasta el cuadro general (cuadro general de distribución de la nave de BT, el CGBT). En el interruptor IGA se unirán las líneas de ambos inversores (cada una con cables a sus respectivas secciones adecuadas) y de él saldrán los cables de potencia a una sección superior puesto que transportarán la suma de las corrientes aportadas por ambos inversores.

De cada uno de los inversores, por ser trifásicos, saldrán 4 cables: 3 fases activas y el neutro. En este caso, por tratarse los circuitos de alterna de instalación de interior, la sección del neutro será igual que las de los conductores de fase, según la normativa del REBT.

1.4.2.1. Cableado del inversor 36KTL al cuadro de AC

Criterio térmico

La máxima intensidad que circulará por los cables trifásicos de salida del inversor será la máxima intensidad que pueda dar a su salida el propio inversor, la cual, para el modelo sujeto al análisis, el Huawei SUN2000-36KTL, es de 57,8 A a 400V, según su ficha técnica. Aplicando el sobredimensionado de seguridad por normativa del 125% se tiene:

$$I_L = 1,25 \cdot I_{max.inv} = 12,25 \cdot 57,8 = 72,25 \text{ A} \quad (22)$$

Se emplea la tabla 22 anterior, en este caso atendiendo a la columna 11, es decir con el mismo método de instalación F, y en esta ocasión cables XPLE3 (por ser en este tramo un circuito trifásico). Se obtiene que la intensidad inmediatamente superior que soportará los 72,25 A es la de 91 A, la cual corresponde una sección de cable de 16mm². Dado que no se dispone de una agrupación de cables adicional, y al tener un único circuito, el factor de corrección será 1. Por lo tanto, para un cable de S=16mm² se tiene:

$$I_Z (S = 16\text{mm}^2) = 91\text{A} > I_L = 72,25 \text{ A} \rightarrow \text{sí cumple por crit. térmico} \quad (23)$$

Criterio de caída de tensión

Como se ha comentado anteriormente, la caída de tensión máxima en toda la sección de AC no debe ser superior a un 1,5%, por lo tanto, para este tramo que compone la mitad del recorrido, la caída de tensión no debería ser mayor de la mitad de 1,5%, es decir 0,75%. Para calcularla se va a emplear la fórmula (24) de la caída de tensión para una línea trifásica, de tres conductores activos.

$$\Delta V_{Tramo\ 1} (\%) = \frac{L \cdot P}{c \cdot S \cdot U_{fn}^2} \cdot 100 \quad (24)$$

donde:	L= 3m	→ longitud máxima del tramo
	P = 36 kW=36x10 ³ W	→ potencia máxima de salida del inversor
	c = 56 m/(Ωmm ²)	→ conductividad del Cu a 29°C
	U _{fn} = 400 V	→ tensión nominal del tramo

Sustituyendo para S=16mm²:

$$\Delta V_{Tramo\ 1} (\%) = \frac{3 \cdot 36 \cdot 10^3}{56 \cdot 16 \cdot 400^2} \cdot 100 = 0,0753\% < 0,75\% \rightarrow \text{Sí cumple crit. caída tensión} \quad (25)$$

TRAMO 1 DEL LADO AC: Sección de 16mm² es apta, cumple **ambos criterios**.

Se tendrá por lo tanto: **3Fx16mm²+Nx16mm²**.

1.4.2.2. Cableado del inversor 60KTL al cuadro de AC

Criterio térmico

Procediendo de manera equivalente al proceso anterior, se tiene lo siguiente. La máxima intensidad que circulará por los cables trifásicos de salida del inversor será la máxima intensidad que pueda dar a su salida el propio inversor, la cual, para el modelo sujeto al análisis, el Huawei SUN2000-60KTL, es de 95,3 A a 400V, según su ficha técnica. Aplicando el sobredimensionado de seguridad por normativa del 125% se tiene:

$$I_L = 1,25 \cdot I_{max.inv} = 12,25 \cdot 95,3 = 119,1 \text{ A} \quad (26)$$

Empleando la tabla 22 anterior, con el mismo método de instalación F, y en este caso cables XPLE3 (por ser en este tramo un circuito trifásico), se obtiene que la intensidad inmediatamente superior que soportará los 119,1 A es la de 144 A, la cual corresponde una sección de cable de 35mm². Dado que no se dispone de una agrupación de cables adicional, y al tener un único circuito, el factor de corrección será 1. Por lo tanto, para un cable de S=35mm² se tiene:

$$I_z (S = 35\text{mm}^2) = 144 \text{ A} > I_L = 119,1 \text{ A} \rightarrow \text{sí cumple por crit. térmico} \quad (27)$$

Criterio de caída de tensión

Como se ha comentado anteriormente, la caída de tensión máxima en toda la sección de AC no debe ser superior a un 1,5%, por lo tanto para este tramo que compone la mitad del recorrido, la caída de tensión no debería ser mayor de la mitad de 1,5%, es decir 0,75%. Para calcularla se va a emplear la fórmula (28) de la caída de tensión para una línea trifásica, de tres conductores activos.

$$\Delta V_{Tramo\ 2} (\%) = \frac{L \cdot P}{c \cdot S \cdot U_{fn}^2} \cdot 100 \quad (28)$$

donde:

L = 3m	→ longitud máxima del tramo
P = 60 kW = 60x10 ³ W	→ potencia máxima de salida del inversor
c = 56 m/(Ωmm ²)	→ conductividad del Cu a 29°C
U _{fn} = 400 V	→ tensión nominal del tramo

Sustituyendo para S=35mm²:

$$\Delta V_{Tramo\ 2} (\%) = \frac{3 \cdot 60 \cdot 10^3}{56 \cdot 16 \cdot 400^2} \cdot 100 = 0,0574\% < 0,75\% \rightarrow \text{Sí cumple crit. caída tensión} \quad (29)$$

TRAMO 2 DEL LADO AC: Sección de 35mm² es apta, cumple **ambos criterios**.

Se tendrá por lo tanto: **3Fx35mm²+Nx35mm²**.

1.4.2.3. Cableado del cuadro de AC al cuadro general de la nave

Criterio térmico

Este tercer tramo de AC va concretamente desde el interruptor general IGA del cuadro de AC hasta el cuadro general de la nave. En el IGA se unen las corrientes de ambas líneas de los inversores (los otros dos tramos), por lo que la máxima intensidad que circulará será la suma de las máximas corrientes de los otros dos tramos, es decir será de: $57,8 + 95,3 = 153 \text{ A}$.

Aplicando el sobredimensionado de seguridad por normativa del 125% se tiene:

$$I_L = 1,25 \cdot I_{max.tramo\ 3} = 12,25 \cdot 153 = 191,2 \text{ A} \quad (30)$$

Empleando la tabla 22 anterior, con el mismo método de instalación F, y en este caso cables XPLE3 (por ser en este tramo un circuito trifásico), se obtiene que la intensidad inmediatamente superior que soportará los 119,1 A es la de 224A, la cual corresponde una sección de cable de 70mm^2 . Dado que no se dispone de una agrupación de cables adicional, y al tener un único circuito, el factor de corrección será 1. Por lo tanto, para un cable de $S=70\text{mm}^2$ se tiene:

$$I_z (S = 70\text{mm}^2) = 224 \text{ A} > I_L = 191,2 \text{ A} \rightarrow \text{sí cumple por crit. térmico} \quad (31)$$

Criterio de caída de tensión

Como se ha comentado anteriormente, la caída de tensión máxima en toda la sección de AC no debe ser superior a un 1,5%, por lo tanto, para este tramo que compone la mitad del recorrido, la caída de tensión no debería ser mayor de la mitad de 1,5%, es decir 0,75%. Para calcularla se va a emplear la fórmula (32) de la caída de tensión para una línea trifásica, de tres conductores activos.

$$\Delta V_{tramo\ 3} (\%) = \frac{L \cdot P}{c \cdot S \cdot U_{fn}^2} \cdot 100 \quad (32)$$

donde:	$L = 3\text{m}$	→ longitud máxima del tramo
	$P = 96 \text{ kW} = 96 \times 10^3 \text{ W}$	→ potencia máxima de salida del inversor
	$c = 56 \text{ m}/(\Omega\text{mm}^2)$	→ conductividad del Cu a 29°C
	$U_{fn} = 400 \text{ V}$	→ tensión nominal del tramo

Sustituyendo para $S=70\text{mm}^2$:

$$\Delta V_{Tramo\ 3} (\%) = \frac{3 \cdot 96 \cdot 10^3}{56 \cdot 70 \cdot 400^2} \cdot 100 = 0,046\% < 0,75\% \rightarrow \text{Sí cumple crit. caída tensión} \quad (33)$$

TRAMO 3 DEL LADO AC: Sección de 70mm^2 es apta, cumple **ambos criterios**.

Se tendrá por lo tanto: **3Fx70mm²+Nx70mm²**.

Se comprueba finalmente que la caída de tensión total en el tramo de AC sea menor de 1,5%. Dado que el tramo 1 y tramo 2 son paralelos, no se suman sus caídas de tensión (de hecho deberían ser aproximadamente iguales). Por lo tanto, comprobamos la caída de tensión para los dos caminos: el tramo1-tramo3 y el tramo 2-tramo3.

$$\Delta V_{Tramo1}(\%) + \Delta V_{Tramo3}(\%) = 0,0753 + 0,046 = 0,12\% < \Delta V_{max.AC} = 1,5\% \rightarrow \text{cumple} \quad (34)$$

$$\Delta V_{Tramo2}(\%) + \Delta V_{Tramo3}(\%) = 0,0574 + 0,046 = 0,1\% < \Delta V_{max.AC} = 1,5\% \rightarrow \text{cumple} \quad (35)$$

En resumen, los 3 tramos estudiados del lado de AC tienen el siguiente cableado de la tabla 26.

Cableado de corriente alterna		
Tramo	Sección	Tipo cable
Tramo 1: Inversor 36KTL hasta cuadro AC	3Fx16mm ² + Nx16mm ²	Cables RZ1-K (AS) 0,6/1kV unipolares de Cu con aislamiento XLPE y recubrimiento de poliolefina.
Tramo 2: Inversor 60KTL hasta cuadro AC	3Fx35mm ² + Nx35mm ²	
Tramo 3: Cuadro AC hasta cuadro general	3Fx70mm ² + Nx70mm ²	

Tabla 26: Cableado de la parte de alterna. Fuente: creación propia.

1.5. Cálculo de las protecciones

En el apartado correspondiente a protecciones de la memoria del presente proyecto se exponen las exigencias mínimas por normativa de protecciones en este tipo de instalaciones.

1.5.1. Aparataje de protección DC

Protecciones de los propios inversores Huawei SUN2000-36KTL y Huawei SUN2000-60KTL, de clase II hasta 1100Vdc, frente a sobrecargas mediante un circuito específico que protege cada entrada de los strings, y frente a sobretensiones mediante un descargador de sobretensiones SPD.

Teniendo en cuenta que en esta parte de la instalación no se cuenta con un dispositivo de corte por corriente diferencial, la forma de limitar el valor de la corriente de defecto será mediante la resistencia de aislamiento (R_{iso}), manteniéndola en un valor adecuado. La norma establece que en los sistemas fotovoltaicos sin aislamiento galvánico - sin transformador - como en la presente instalación, la R_{iso} debe ser al menos 2000 k por kW de tensión de entrada del inversor. El cumplimiento de estos valores se controla desde el inversor.

Básicamente constará de una configuración con esquema flotante y uso de un controlador permanente de aislamiento, que avise de un posible defecto, y ejecute la desconexión-conexión automática de la instalación fv en caso de pérdida de resistencia de aislamiento. Este dispositivo ya va incluido en el inversor como se ha comentado.

Toda protección frente a contactos indirectos debe conseguir que cualquier contacto accidental de un conductor activo con una parte metálica no cause una derivación a tierra a través de una persona que esté tocando los bastidores, soportes o carcasas metálicas de placas, bandeja etc. Según lo expuesto en el correspondiente apartado de puesta a tierra en la memoria del presente proyecto, el sistema IT del esquema flotante asegura totalmente dicha protección en la parte de continua de las plantas fotovoltaicas, pues no hay riesgo de contactos indirectos, y ni siquiera hay riesgo de derivación a tierra a través de la persona, cuando ésta toca directamente un solo conductor activo. Eso significa que el nivel de seguridad alcanzado con esta disposición resulta comparable al que se consigue en las instalaciones ordinarias de corriente alterna con los interruptores diferenciales, aunque con la ventaja para las instalaciones fv de generador flotante, de que esa seguridad no depende del correcto funcionamiento de un

interruptor diferencial ni de ningún aparato, sino que es una característica de seguridad inherente a la propia instalación. Por otra parte, para mejorar la protección frente a contactos directos, es recomendable un buen aislamiento (Clase II o equivalente) de las partes metálicas activas. Además, las entradas de los inversores emplearán prensaestopas M16 para las conexiones seguras de los strings.

1.5.2. Aparata de protección AC

Según se ha expuesto y explicado en el apartado correspondiente a protecciones de la memoria del presente trabajo, dado el equipo inversor escogido, éste integrará las funciones de protección de máxima y mínima tensión y de máxima y mínima frecuencia, además de las maniobras automáticas de desconexión-conexión evitando el funcionamiento en isla, garantía de seguridad para los operarios de mantenimiento de la compañía eléctrica distribuidora.

Por lo tanto, en este caso sólo se precisará disponer adicionalmente de las protecciones de interruptor general, magnetotérmico y de interruptor diferencial, los cuales irán en el cuadro eléctrico de AC propio de la instalación fotovoltaica.

Con objeto de proteger contra sobreintensidades que puedan dañar el circuito de alterna de la instalación fv, a la salida de cada inversor se instalará un interruptor automático magnetotérmico. Se emplearán magnetotérmicos de curvas tipo C y/o tipo B, los utilizados cuando no existen corrientes de arranque de consumo elevadas.

Según norma UNE 20-460-4-43, UNE EN 60947 y ITC-BT-22, para protección contra sobrecorrientes, se deben cumplir las condiciones (36) y (37).

$$I \text{ diseño de la línea} \leq I \text{ asignada dispositivo de protección} \leq I \text{ admisible de la línea.}$$

es decir:
$$I_L < I_N < I_Z \tag{36}$$

y además se debe cumplir:
$$I_2 < 1,45 \cdot I_Z \tag{37}$$

donde I_2 es la corriente que asegura la actuación efectiva del dispositivo de protección (disparo o fusión según si es magnetotérmico o fusible) para un tiempo largo (t_c según norma). En cuanto a la segunda condición, es decir, la condición (37) se cumplirá siempre que se cumpla la (36) si se trata de dispositivo magnetotérmico fabricado de acuerdo con la norma EN 60898. Lo mismo no podría decirse si se tratase de protección mediante fusibles. Como aquí se emplearán únicamente dichas protecciones magnetotérmicas, solamente se tendrá que cumplir la condición (36).

- Tramo 1 de AC (inversor 36KTL-cuadro AC):

En esta línea circulará una corriente de $I_1=72,25$ A, con cableado de $S=16\text{mm}^2$, que admite hasta una corriente máxima de $I_2=91$ A. Por lo tanto, aplicando (36), un calibre adecuado para proteger dicha línea puede ser: $I_N=80$ A:

$$72,25 \text{ A} < 80 \text{ A} < 91 \text{ A} \rightarrow \text{ok} \tag{38}$$

- Tramo 2 de AC (inversor 60KTL-cuadro AC):

En esta línea circulará una corriente de $I_1=119,1$ A, con cableado de $S=35\text{mm}^2$, que admite hasta una corriente máxima de $I_2=144$ A. Por lo tanto, aplicando (36), un calibre adecuado para proteger dicha línea puede ser: $I_N=125$ A:

$$119,1 \text{ A} < 125 \text{ A} < 144 \text{ A} \rightarrow \text{ok} \tag{39}$$

- Tramo 3 de AC (cuadro AC-cuadro general distribución nave):

En esta línea circulará una corriente de $I_L=191,2$ A, con cableado de $S=70\text{mm}^2$, que admite hasta una corriente máxima de $I_Z=224$ A. Por lo tanto, aplicando (36), un calibre adecuado para proteger dicha línea puede ser: $I_N=200$ A:

$$191,2 \text{ A} < 200 \text{ A} < 224 \text{ A} \rightarrow \text{ok} \quad (40)$$

En cuanto a la protección contra cortocircuitos, el poder de corte (PdC) de los magnetotérmicos empleados ha de ser mayor a la corriente de cortocircuito máxima que circulará. Dado que en este caso no se dispone de los datos del transformador MT/BT de la nave, se emplee la fórmula simplificada (41) en la que se aproxima la reactancia total de cortocircuito del tramo por la resistencia del cable.

$$I_{CC} = \frac{0,8 \cdot U_{fn}}{R} \quad (41)$$

donde: $U_{fn} = 230 \text{ V} \rightarrow$ longitud máxima del tramo

$$R = \frac{\rho \cdot L}{R} \rightarrow \text{potencia máxima de salida del inversor}$$

Aplicando (41) en el tramo más desfavorable, la corriente de cortocircuito máxima del circuito sería:

$$R = \frac{\left(\frac{1}{56}\right) \cdot 20}{16} = 0,02 \Omega \rightarrow I_{CC-max} = \frac{0,8 \cdot 230}{0,02} = 9200 \text{ A} = 9,2 \text{ kA} \quad (42)$$

Por lo tanto, empleando magnetotérmicos de PdC $16\text{kA} > I_{CC-max} = 9,2 \text{ kA}$, ya cumpliría.

Contra los contactos indirectos en la parte de alterna, el corte automático de la instalación se realizará mediante un dispositivo de corriente diferencial residual de sensibilidad de 300mA ajustable, asociado al interruptor general automático (IGA) en la salida de AC del inversor, estando ambos situados en el cuadro eléctrico de protecciones de AC (ver esquema unifilar en el plano P11). Este interruptor diferencial protegerá completamente (es decir, contra contactos indirectos además de los directos) si está complementado con una adecuada puesta a tierra de las masas, sino sólo funcionaría frente a contactos directos. Para evitar saltos intempestivos, dicho diferencial será de reconexión automática o bien de alta inmunidad.

En definitiva, según se ha descrito en el apartado correspondiente de dichas protecciones en la memoria, se empleará la siguiente aparamenta de protección en el cuadro de AC de la instalación FV, resumida en la tabla 27.

A la salida del inversor de 36 kW irá un interruptor magnetotérmico de 80A, y a la salida del inversor de 60 kW irá un interruptor magnetotérmico de 125A. Ambos serán magnetotérmicos DX de Legrand, de 4 polos, curva clase C, y poder de corte (PdC) de 16kA.

La salida de ambos se unirán en una protección magnetotérmica de mayor calibre, que será un interruptor general automático de 200 A que funcionará en conjunto con relé diferencia de sensibilidad 300mA ajustable y toroidal asociado.

El IGA será el modelo DPX3-250-4P-25kA-200A de caja moldeada, de la firma Legrand. Con térmico ajustable de 0,8 a 1 In y magnético ajustable de 5 a 10 In.

El relé diferencial será electrónico de modelo RGU-10 de la firma Circutor, preparado para conectarlo a la bobina de trafo de corriente toroidal externos de la serie WGC de la firma Circutor. De tipo A superinmunizado, con filtrado de corrientes de alta frecuencia y alta inmunidad, con medida en verdadero valor eficaz (TRMS), para un preciso monitoreo de corrientes de fuga, bajo norma IEC 62020. El poder visualizar el valor de fuga instantánea en el display, conjuntamente con las indicaciones de la prealarma, permite tener información del estado de las líneas que se protegen, y realizar un buen mantenimiento preventivo. El toroidal será una bobina cerrada, de la serie WGC-80 de diámetro 80mm.

El diferencial con protección magnetotérmica actuará antes que el interruptor general, salvo cortocircuitos de cierta importancia provenientes de la red desde el punto de conexión.

PROTECCIONES DE ALTERNA			
Elemento	Uds	Ubicación	Características técnicas
Magnetotérmico de calibre 80 A, Legrand DPX3 160 4P 16kA	1	Caja de protecciones de AC	Vn = 400 V In = 80 A PdC = 16 kA
Magnetotérmico de calibre 125 A, Legrand DPX3 160 4P 16kA	1	Caja de protecciones de AC	Vn = 400 V In = 125 A PdC = 16 kA
Interruptor Automático Diferencial de 200 A de Legrand DPX3 250 4P 25kA, de caja moldeada. (IGA+relé+toroidal)	1	Caja de protecciones de AC	Vn = 400 V In = 200 A PdC = 25 kA I _{Δn} = 300mA

Tabla 27: Resumen de las protecciones del cuadro de alterna. Fuente: Creación propia.

1.6. Cálculo de la puesta a tierra

Como la instalación de generación fotovoltaica se trata de una instalación de autoconsumo, dicha instalación estará conectada a la red interior del cliente, por tanto dicha instalación estará conectada a la red pública de distribución.

Por eso, las masas de la instalación irán conectadas a la puesta a tierra de la instalación del cliente, que es independiente al neutro de la red de distribución. Quedando así una puesta a tierra adecuada según se ha descrito en el apartado correspondiente en la memoria del presente proyecto.

1.7. Diseño del cableado de protección

Los conductores de protección discurrirán por las mismas canalizaciones de corriente continua y de corriente alterna de la instalación. La sección mínima de dichos conductores viene dada según el ITC-BT-18 y dependerá en cada tramo de las correspondientes secciones de los conductores de fase, como se indica en la tabla 28.

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm ²)	Sección mínima de los conductores de protección S_p (mm ²)
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Tabla 28: Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase. Fuente: Tabla 2 de la ITC-BT-18.

1.7.1. Conductor de protección de corriente continua

Como se ha calculado anteriormente y se observa en la tabla 25, las secciones de los conductores de fase de la parte de continua serán de 6mm², por lo tanto, atendiendo a la tabla 28, los conductores de protección de corriente continua serán conductores de cobre desnudo, de $S = 6\text{mm}^2$.

1.7.2. Conductor de protección de corriente alterna

Atendiendo a la tabla 26 de las secciones para cada tramo de alterna, como la mayor sección en el lado de alterna es de 70mm², entonces según la tabla 28, los conductores de protección de corriente alterna serán de la mitad, es decir, $S = 35\text{mm}^2$, conductores de cobre aislados y protegidos mediante cableado de identificación de color verde-amarillo.

1.8. Cálculo de carga estructural

Las barras a emplear para la estructura del agua norte (zona 2) serán perfiles rectangulares de acero galvanizado de 40x40x2mm y diversas longitudes, soldadas conformando las escuadras triangulares y éstas atornilladas por su base a las grecas de la cubierta. En este apartado se procede a comprobar la carga estructural del conjunto en esta zona.

Cada barra tiene un peso por metro lineal de: 2,48 kg/m. Se estima una longitud por escuadra triangular, considerando todas las barras de diversas longitudes, de unos 23,86m, lo cual supone un peso por escuadra de 59,2 kg. Como se tienen 16 escuadras, todas suponen un peso de 947,2 kg. Considerando los 60 módulos fotovoltaicos que se dispondrán encima, como cada módulo pesa 22,6 kg, se tiene un peso en módulos de 1356 kg. Además, los 154 trapezoidales, 118 interclamps y 36 endclamps empleados en dicha zona, suponen un peso en elementos de sujeción y tornillería de unos 10 kg adicionales. En cuanto al cableado, el peso por metro lineal es de 0,07 kg/m, por lo que 20 metros de cable supondrían 1,4 kg adicionales, lo cual es prácticamente despreciable, así como las canalizaciones en rejiband. En la tabla 29 se resumen los pesos de cada elemento y el total, así como la superficie de distribución y el consecuente peso por unidad de área que emplearemos para comparar con límite máximo normativo.

Elementos Zona 2	Peso unitario	Uds	Subtotal peso
Escuadras triangulares	59,2 kg	16	947,2 kg
Módulos fotovoltaicos	22,6 kg	60	1356 kg
Elementos sujeción y tornillería	N/A	308	20 kg
Cableado (m. de cable)	0,07kg/m	20	1,4 kg

PESO TOTAL	2324,6 kg
-------------------	------------------

SUPERFICIE SOBRE LA QUE SE DISTRIBUYE EL PESO	154,7 m²
--	----------------------------

PESO POR UNIDAD DE ÁREA	15,02 kg/m²
--------------------------------	-------------------------------

Tabla 29: Cálculo del peso por unidad de área en la zona 2 (la más desfavorable). Fuente: Creación propia.

Como se puede observar, el peso por unidad de área (15,02 kg/m²), está muy por debajo de los 500kg/m² de sobrecarga de uso que establece el CTE de Seguridad Estructural y Acciones en la Edificación (CTE, DB-SE-AE, Tabla 3.1), por lo que es de sobra aceptable e incluso con mucho margen por sobrecargas adicionales como lluvias, viento etc.

En cuanto a la carga estructural del resto de zonas, al ser coplanares y no disponerse mediante estructura triangular adicional, el peso será en todo caso, siempre menor al calculado, por el mero hecho de disponerse con menos elementos. Es decir, lo calculado en la tabla 29 es la situación más desfavorable. Por lo tanto, queda justificado que la estructura de la nave no se verá afectada, es decir, que la toda la instalación fotovoltaica en su conjunto es aceptable y cumple con la seguridad estructural.

1.9. Distancia mínima entre filas de las propuestas A y B

En las propuestas A y B de configuración posible del generador fotovoltaico en el apartado correspondiente en la memoria del presente proyecto, se plantea poner los módulos mediante estructura orientados a sur en una cubierta que dispone de aguas este-oeste. Ello implicaría disponer los módulos en filas una tras otra, lo cual generaría sombras entre ella. Para evitar esto, se debe separar las filas entre ellas una distancia mínima, cuyo valor se pretende calcular. El IDAE en el apartado 5 del Anexo III de su Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones conectadas a red, establece un método sencillo para calcular la distancia mínima entre filas. Ello da un valor aproximado de la distancia mínima, puesto que se trata en este caso de una instalación de los módulos sobre cubierta inclinada de azimut distinta de cero. En cualquier caso, se tiene que:

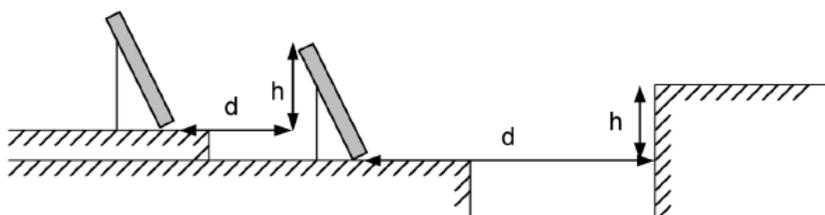


Figura 132: Esquema distancias entre filas y obstáculos. Fuente: Fig.7 del Anexo III del PCT-C-REV-2011 del IDAE.

La distancia d , medida sobre la horizontal, entre filas de módulos, ó bien entre una fila y un obstáculo de altura h que pueda proyectar sombras (ver figura 133), se recomienda que sea tal para evitar sombras en el panel, y que se garanticen al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. Para ello, establece la fórmula (43).

$$d \geq h \cdot k \tag{43}$$

donde d y h son las dimensiones marcadas en las figuras 132 y 133 y k es un factor adimensional que se obtiene a partir de la latitud de la zona según la tabla 30 o de manera equivalente, la fórmula (44).

$$k = \frac{1}{\tan (61^\circ - \text{latitud})} \tag{44}$$

Latitud	29°	37°	39°	41°	43°	45°
k	1,600	2,246	2,475	2,747	3,078	3,487

Tabla 30: Valor de k en el cálculo de distancia mínima entre módulos, a partir de la latitud de la zona.
Fuente: Tabla VII del Anexo III del PCT-C-REV-2011 del IDAE.

Aplicado a la presente instalación proyectada, se tiene lo representado en la siguiente figura 133.

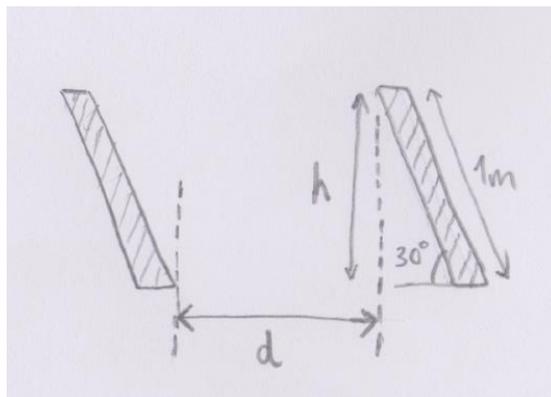


Figura 133: Esquema para el cálculo de d y h para la distancia mínima entre filas, aplicado a la instalación de este proyecto. Fuente: Creación propia a mano alzada.

Como se observa en la figura 133 el ancho del módulo, al estar dispuesto en horizontal, mide 1 metro. Y con la hipotética inclinación mostrada de 30º se calcula el valor de h aplicando trigonometría básica, según la ecuación (45).

$$\sin 30^\circ = \frac{h}{1} \rightarrow h = 1 \cdot \sin 30 = 0,5 \text{ m} \quad (45)$$

En cuanto a k , al estar en una zona de latitud 39º, se tiene según la tabla 30, un valor de $k = 2,475$. Por lo que aplicando (43), la distancia mínima será:

$$d_{min} = h \cdot k = 0,5 \cdot 2,475 = 1,24 \text{ m} \quad (46)$$

Finalmente, se obtiene que la separación entre filas para las propuestas A y B será de **$d_{min} = 1,24 \text{ m}$** .

ANEXO II – PROCESO DE TRAMITACIÓN Y LEGALIZACIÓN

2.1. Antes de iniciar la tramitación

Antes de iniciar cualquier trámite es conveniente consultar si el emplazamiento elegido tiene alguna restricción (medioambiental y/o urbanística) que impida ubicar allí la instalación de generación, con tal de asegurarse de que la instalación podrá llevarse a cabo y no exista ningún impedimento legal para realizar la instalación en el emplazamiento elegido. Para ello, se puede consultar en el Departamento de Urbanismo del Ayuntamiento al que pertenezca el emplazamiento, si existe alguna restricción, por ejemplo derivada del Plan General de Ordenación Urbana (PGOU) o alguna obligación derivada por ejemplo de una ordenanza solar municipal.

Los trámites que a continuación se describen son los establecidos, en base al RD244/2019, por el IDAE en su Guía de Tramitación de Autoconsumo.

2.2. Trámites antes de iniciar la instalación

La tramitación administrativa de las instalaciones de autoconsumo puede requerir trámites con 4 entidades: a nivel estatal, autonómico y local, además de trámites con la compañía distribuidora. Según las características de cada instalación, los trámites son distintos o están exentos de algunas partes de la tramitación que sí sean necesarias para otras tipologías o modalidades.

Se propone para la instalación objeto de este proyecto la propuesta de acogerse a la modalidad de CON excedentes ACOGIDA a compensación. Además siendo de tipo individual, al existir sólo un consumidor asociado a dicha instalación de producción. Esta modalidad, junto a las temas tipologías ha sido explicada en el apartado correspondiente del contexto normativo en la memoria (documento A del presente proyecto). Por lo tanto el proceso de tramitación se basará en dicha modalidad escogida. Cabe mencionar que el consumidor deberá comunicar a la compañía distribuidora, directamente o a través de la comercializadora su voluntad de acogerse al sistema de compensación, lo cual es un 'trámite' que se puede hacer antes de iniciar la instalación, si bien se comenta en el siguiente apartado de trámites tras finalizar la instalación.

- **Diseño de la instalación**

La documentación necesaria en el diseño de la instalación depende del tipo de conexión a la red. En este caso, al ser en baja tensión (BT, hasta 1kV) y potencia instalada superior a 10kW, será obligado realizar un proyecto técnico redactado y firmado por técnico competente. El presente proyecto, si bien tiene como fin la realización de Trabajo Final de Grado, a su vez contiene toda la información necesaria que requiere el Proyecto Técnico para tramitaciones.

- **Solicitud de Licencia de Obras y pago del impuesto de construcciones y obras (ICIO)**

El primer paso será solicitar una Licencia de Obras (LO) a la administración local, es decir, el ayuntamiento de la localidad donde se ubique la obra, según la normativa municipal vigente en el emplazamiento elegido.

Para ello, cada ayuntamiento requiere un tipo de documentación u otra, dependiendo también de si se trata de una Licencia de Obra Mayor o Licencia de Obra Menor. Los documentos necesarios y la información para tramitar la L.O., y si debe ser Menor o Mayor, se encuentra informándose directamente llamando al ayuntamiento específico o a través de su página web, y realizando los trámites telemáticamente. En este último caso se requerirá proyecto firmado por técnico competente.

En función de la potencia de la instalación de generación, la normativa municipal definirá si es suficiente con realizar una declaración responsable y/o una comunicación previa de obra. En ambos casos, esta modalidad de permiso habilita el inicio de la actuación de forma inmediata sin esperar respuesta. Sin embargo, la normativa municipal podría obligar a la solicitud de licencia de obra. Esta solicitud puede implicar un trámite ordinario o simplificado, pero en cualquier caso exige la respuesta y concesión del permiso municipal.

Igualmente deberá liquidarse la tasa y el impuesto de construcciones y obras (ICIO), regulado por la Ley Reguladora de Haciendas Locales. Este impuesto puede encontrarse bonificado hasta en un 95%. Adicionalmente, los ayuntamientos pueden considerar bonificaciones sobre el impuesto de bienes inmuebles (IBI) de hasta el 50% del impuesto, por inversiones en energías renovables como la tratada.

También debe verificarse qué validez se otorga a la licencia de obras para tenerlo en cuenta en la planificación de las actuaciones y si la concesión de esta licencia obliga a realizar algún trámite ulterior como la presentación de certificaciones fin de obra e incluso reliquidaciones del ICIO.

- **Permiso de acceso y conexión, y avales o garantías**

Al ser una instalación de potencia superior a 10kW y menor a 100kW, requiere solicitar permisos de acceso y conexión en función de la potencia de la instalación a la distribuidora y/o comercializadora, por tanto, sí sería necesaria también la presentación de avales y/o garantías. El procedimiento de tramitación regulado en el RD1699/2011, se describe a continuación de manera resumida:

1º- Se le remite a la compañía distribuidora una solicitud del acceso y punto de conexión. La información de la solicitud será: contacto del promotor, ubicación de la instalación de generación, esquema unifilar, punto propuesto para la conexión con coordenadas UTM, propietario del inmueble donde se ubica la instalación, descripción técnica de la instalación, y justificante de haber depositado la garantía económica correspondiente ante el órgano de la Administración competente (Caja General de Depósitos), según lo previsto en el RD 1955/2000. Si fuese necesaria documentación adicional, la empresa distribuidora la solicitará en el plazo de 10 días. El estudio de la conexión no supondrá ningún coste.

2º- Respuesta a la solicitud con la propuesta de condiciones de acceso y conexión, por parte de la empresa distribuidora, mediante notificación, al solicitante, en el plazo de un mes. La propuesta mantendrá su vigencia durante un plazo de 3 meses desde la fecha de notificación al titular de la instalación, antes del cual el solicitante deberá informar a la empresa distribuidora de la aceptación del punto y condiciones propuestas. La empresa distribuidora también podrá denegar la solicitud, pudiendo a su vez el solicitante dirigir una reclamación en caso de discrepancia.

3º- Una vez aceptada la propuesta, el solicitante deberá realizar la instalación, pero al ser menor de 100kW estará exenta de realizar la inscripción en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción (RAIPRE).

- **Autorizaciones ambientales y de utilidad pública**

Las instalaciones de autoconsumo con excedentes y potencia menor de 100kW como la del presente proyecto, NO deberían requerir trámites de impacto ambiental ni de utilidad pública, salvo en los casos en que el emplazamiento se encuentre bajo algún tipo de protección o condición específica.

- **Autorización Administrativa previa y de construcción**

Las instalaciones de producción de energía eléctrica con potencia menor o igual a 100kW conectadas directamente a una red de tensión menor de 1kV, es decir, BT, quedan excluidas y por tanto NO requieren del régimen de autorización administrativa previa y de construcción. Si fuera de potencia superior a 100kW sí sería obligado solicitar autorización administrativa, tanto previa como de construcción, ante la comunidad autónoma según los procedimientos que éstos determinen.

- **Apertura de Centro de Trabajo**

Antes del inicio de la ejecución de la instalación deberá efectuarse una comunicación a la autoridad laboral, tanto de la apertura de centros de trabajo como en casos de reanudación de la actividad después de efectuar alteraciones, ampliaciones o transformaciones de importancia. Ello se puede realizar mediante un trámite telemático/electrónico en el órgano correspondiente de cada comunidad autónoma, en el caso del presente proyecto sería GVA Industria.

2.3. Trámites tras finalizar la instalación

Tras finalizar la ejecución de la obra de acuerdo al REBT y teniendo en cuenta los requisitos de medida y gestión de la energía recogidos en la normativa específica de autoconsumo con excedentes, se procede a los trámites descritos a continuación.

- **Certificado de Instalación y/o Certificado de Fin de Obra**

Una vez realizada la instalación, al ser ésta de potencia superior a 10kW, la certificación del final de la obra se realiza mediante la presentación ante el órgano correspondiente de la comunidad autónoma del certificado de instalación en BT, así como un certificado final de obra firmado por el técnico competente que certifique que la instalación se ha realizado de acuerdo con el proyecto técnico de la instalación, tal y como indica la ITC-BT-04.

- **Inspección inicial e inspecciones periódicas**

En las instalaciones conectadas en BT y con potencia menor o igual a 100kW, como la presente, en principio no sería necesario pasar un trámite de inspección inicial por parte de un Organismo de Control Autorizado (OCA), ya que no se obliga a ello en la ITC-BT-05 sobre verificaciones e inspecciones del REBT.

Sin embargo, se aconseja consultar con la comunidad autónoma correspondiente puesto que habitualmente las comunidades autónomas exigen a todas las instalaciones llevar a cabo este trámite de inspección a través de una OCA previamente a la tramitación del certificado de instalación.

- **Autorización de explotación**

Trámite autonómico que en este caso NO es necesario puesto que la instalación proyectada no afecta al ámbito territorial de más de una Comunidad Autónoma ni tiene una potencia instalada superior a 50MW, ni está ubicada en el mar territorial.

- **Contrato de acceso para la instalación de autoconsumo**

Las instalaciones de autoconsumo con excedentes conectadas a red interior, de cualquier potencia y conexión, como la presente, no precisan suscribir un contrato específico de acceso y conexión con la compañía distribuidora, excepto si resultase necesario realizar un contrato de suministro para servicios auxiliares de producción. Pero sí han de contar con un contrato de acceso para sus instalaciones de autoconsumo, sea el que sea, y de no disponer de él, debe formalizarse uno con la compañía distribuidora o empresa comercializadora.

En caso de contar ya con un contrato de acceso, el único trámite necesario es una comunicación a la empresa distribuidora (bien directamente o a través de la comercializadora que dé servicio al consumidor) para que se modifique el contrato existente y se refleje en él la modalidad de autoconsumo elegida.

En el caso de las instalaciones con excedentes conectadas a BT y de hasta 100kW, como la presente, esta modificación será realizada de oficio por la empresa distribuidora a partir de la información que las comunidades autónomas les remitan. Esta información será obtenida directamente del certificado de instalación que se haya diligenciado en la comunidad autónoma.

El contrato modificado será remitido por la empresa distribuidora a la comercializadora y al consumidor en el plazo de 15 días desde que se reciba la información de la comunidad autónoma.

- **Contrato de compensación de excedentes**

En el caso de las instalaciones de autoconsumo con excedentes acogidas a compensación, como la presente, deberá suscribir un contrato de compensación de excedentes entre el productor y el consumidor asociado para la compensación simplificada entre los déficits de sus consumos y la totalidad de los excedentes de sus instalaciones de generación asociadas. Este contrato será necesario en todos los casos, aunque productor y consumidor fueran la misma persona física o jurídica. Para la aplicación del mecanismo de compensación, cada consumidor deberá remitir a la empresa distribuidora, directamente o a través de la comercializadora, un escrito solicitando la aplicación del sistema de compensación.

Como todavía es bastante prematuro el cambio legislativo introducido por el nuevo RD244/19, al estar en fase de adaptación, de momento hay pocas comercializadoras que ofrecen la compensación de excedentes de forma efectiva, se recomienda por ejemplo *Holaluz*.

- **Contrato de suministro de energía para Servicios auxiliares**

Los servicios auxiliares de producción son aquellos suministros de energía eléctrica necesarios para proveer el servicio básico en cualquier régimen de funcionamiento de la instalación de generación.

Si los servicios auxiliares se consideran despreciables, no es necesario suscribir un contrato de suministro específico para el uso de estos servicios; esta situación se dará en los casos en que se cumplan todas las siguientes condiciones:

- Instalación próxima a red interior
- Potencia de instalación menor de 100 kW en cualquier modalidad.
- En cómputo anual, la energía consumida por estos servicios auxiliares es inferior al 1% de la energía neta generada por la instalación.

- **Licencia de actividad**

Las instalaciones de autoconsumo con excedentes acogidas a compensación no realizan actividad económica por lo que este trámite NO sería necesario en este caso.

- **Inscripción en el registro autonómico de autoconsumo**

Los titulares de las instalaciones de autoconsumo con excedentes con potencia hasta 100kW y conectadas a baja tensión, NO necesitan realizar el trámite de inscripción. Las CC.AA realizarán de oficio la inscripción de estas instalaciones en sus registros autonómicos a partir de la información que reciban en aplicación del REBT.

- **Inscripción en el Registro Administrativo de Autoconsumo de Energía Eléctrica**

Todas las instalaciones de autoconsumo con excedentes deberán estar inscritas en el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica pero este paso NO supone ninguna carga administrativa adicional para los autoconsumidores ya que es un procedimiento entre administraciones.

El Ministerio nutrirá su registro administrativo de autoconsumo a partir de la información remitida por las comunidades autónomas. El registro es telemático, de acceso gratuito y declarativo.

- **Inscripción en el registro administrativo de instalaciones productoras de energía eléctrica (RAIPRE)**

Los titulares de instalaciones de autoconsumo con excedentes de potencia hasta 100kW como la presente, NO precisan realizar el trámite de inscripción en RAIPRE. Será la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio competente en materia de energía quien realice la inscripción a partir de la información procedente del registro administrativo de autoconsumo. Las instalaciones superiores a 100kW con excedentes sí requerirían solicitar su inscripción en RAIPRE, al tener actividad de venta de energía.

- **Contrato de venta de energía**

Las instalaciones de autoconsumo con excedentes acogidas a compensación como la presente, NO requieren de un contrato de venta de energía, pero las de excedentes no acogidas a compensación deberían formalizar un acuerdo de representación en el mercado con alguna de las compañías comercializadoras para la venta de energía y cumplir con las obligaciones fiscales y tributarias que se desprendan de esa actividad económica. Existe la posibilidad de que las instalaciones con excedentes vendan directamente en el mercado eléctrico, para lo cual deberán darse de alta como sujetos de mercado generadores, para lo cual deberán realizar los trámites pertinentes exigidos por el operador del mercado.

2.4. Resumen del proceso de tramitación

A continuación en la figura 134 se muestra un resumen con los trámites a realizar junto a los organismos/entidades implicadas, y aquellos necesarios exclusivamente para la instalación objeto del presente proyecto, marcados en rojo. Además, en la figura 135 se muestran los mismos trámites necesarios a modo de etapas ó pasos, en un orden de realización propuesto.

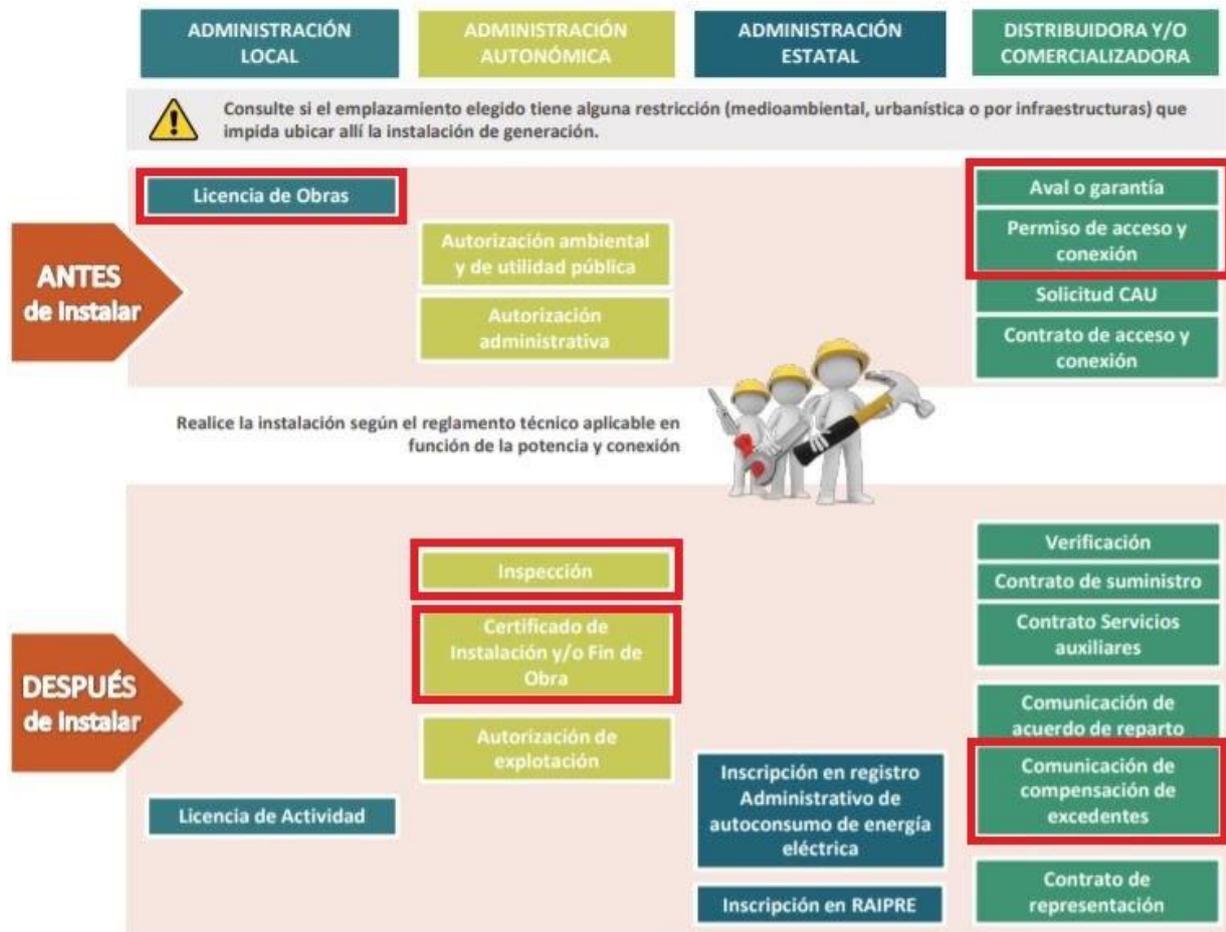


Figura 134: Resumen de las etapas de tramitación necesarias y organismos/entidades implicadas. Fuente: [13]

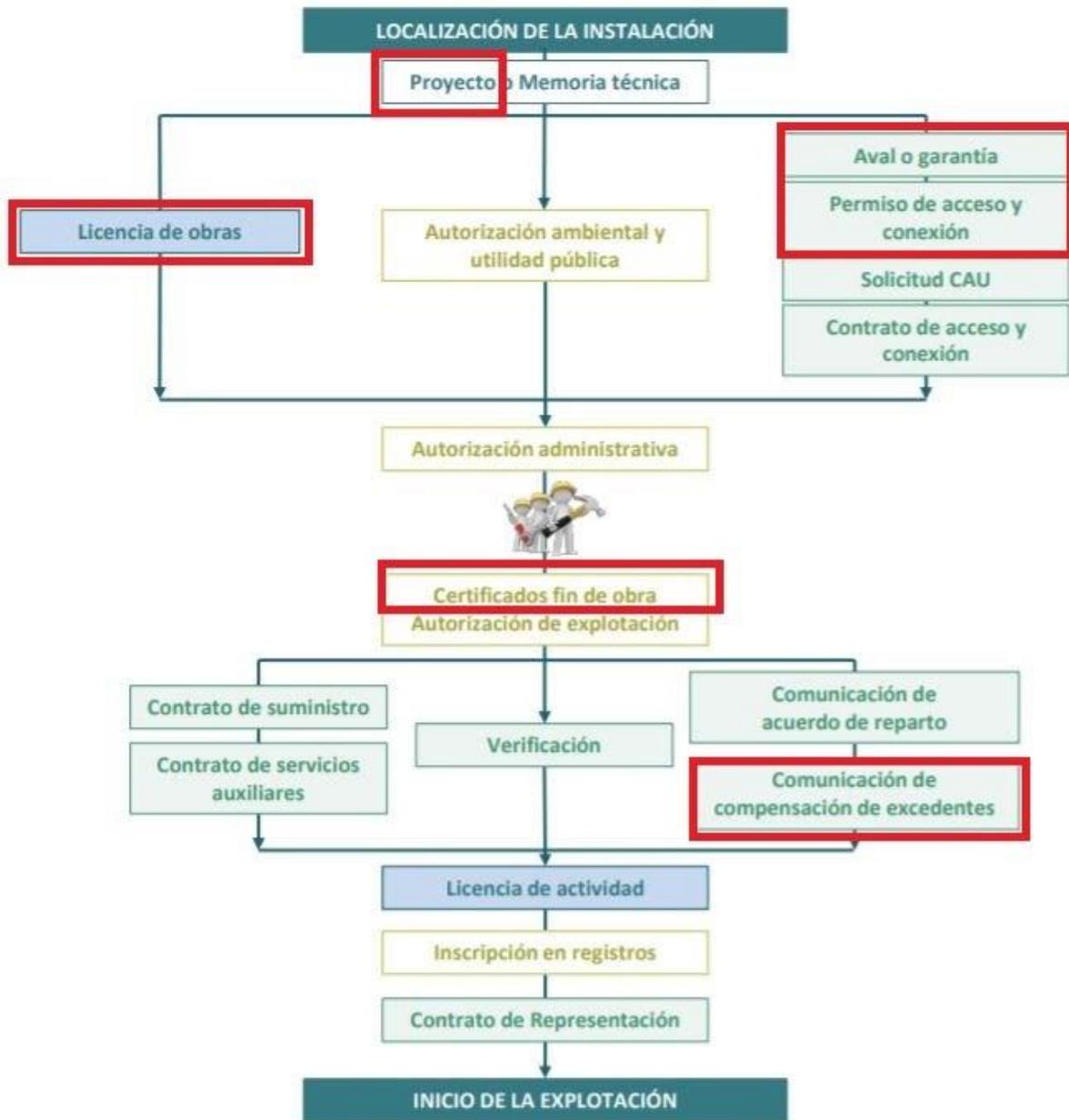


Figura 135: Resumen de los pasos a seguir en la tramitación, por orden propuesto. Fuente: [13].

ANEXO III – ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

3.1. Objeto, justificación y objetivos

El objeto del presente Estudio Básico de Seguridad y Salud (EBSS) es analizar las condiciones de seguridad, basado en el R.D. 1627/1997, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción. Su aplicación es al proyecto de 'Instalación fotovoltaica de autoconsumo de 96kW sobre cubierta de una planta industrial'.

Se pretende prever e identificar los potenciales riesgos laborales que podrán haber durante la realización de los trabajos de ejecución de las actividades y obra del proyecto objeto de este EBSS, con tal de evitarlos o minimizarlos, asegurando la seguridad y salud de los trabajadores implicados, de terceros, o de cualquier persona que pueda verse afectada.

Asimismo, las premisas básicas de lo considerado en este EBSS, servirán de documento provisorio, y sujeto a modificaciones, de identificación y planificación de la actividad preventiva de la obra. Servirá a su vez de previsión de los recursos, tanto técnicos como humanos necesarios para el cumplimiento de las obligaciones preventivas en el centro de trabajo; así como de conformidad con los planes de acción preventiva de la/s empresa/s subcontratada/s, su organización funcional y medios a utilizar.

Este EBSS pretende, en síntesis, sobre el proyecto mencionado, crear los procedimientos concretos para conseguir una realización de obra sin accidentes. Por lo expuesto, es necesaria la concreción de objetivos específicos, que se definen según los siguientes apartados, cuyo ordinal de transcripción es indiferente pues se consideran todos de un mismo rango:

- Conocer el proyecto a construir y si es posible, definir la organización y tecnología adecuada para la realización técnica y económica de la obra, con el fin de poder analizar y conocer en consecuencia, los posibles riesgos de seguridad y salud en el trabajo, para minimizarlos o evitarlos.
- Analizar todas las unidades de obra contenidas en el proyecto a construir, en función de sus factores: formal y de ubicación, coherentemente con la tecnología y métodos viables de construcción a poner en práctica.
- Definir todos los riesgos potenciales, humanamente detectables, que pueden aparecer a lo largo de la realización de los trabajos.
- Diseñar procesos, instalaciones o elementos preventivos a poner en práctica, como consecuencia de la tecnología que va a utilizar. Se empleará protección colectiva y equipos de protección individual (EPIs), a implantar durante todo el proceso de la actividad del proyecto.
- Establecer las normas de seguridad y divulgar la prevención decidida para esta obra, la cual se efectuará entre todos los que intervienen en el proceso de construcción y, se espera que por sí misma sea capaz de animar a los trabajadores a ponerla en práctica, con el fin de lograr su mejor y más razonable colaboración. Sin dicha colaboración inexcusable, de nada servirá este trabajo. Por ello, este conjunto documental se proyecta hacia la empresa constructora y los trabajadores; debe llegar a todos: de plantilla, subcontratistas y autónomos, mediante los mecanismos previstos en la normativa vigente y en aquellas partes que les afecten directamente y en su medida.
- Crear un ambiente de salud laboral en la obra y condiciones de seguridad.

- Definir las actuaciones a seguir en el caso de que fracase esta intención técnica-preventiva y se produzca algún accidente. Ha de prever los trabajos de auxilio y evacuación de heridos, de tal forma que la asistencia al accidentado sea la adecuada a su caso concreto y aplicada con la máxima celeridad y atención posibles.

Esta autoría del EBSS declara:

- -Que ha sido su voluntad la de analizar primero los riesgos sobre el proyecto, y en su consecuencia, el diseño de cuantos mecanismos preventivos se pueda idear a su buen saber y entender técnico, dentro de las posibilidades y límites técnico-económicos permiten.
- -Que confía en que, si surgiese alguna laguna preventiva, los trabajadores afectados serán capaces de detectarla y presentarla para que se analice en toda su importancia, dándole la mejor solución posible.

3.2. Datos del proyecto

-Denominación y emplazamiento:

La obra objeto del presente estudio se trata de la 'Instalación fotovoltaica de autoconsumo de **96 kW** sobre cubierta de planta industrial'.

-Datos generales del proyecto y de la obra:

Situación de la obra	(Dirección completa no mostrada por privacidad) Tavernes Blanques
Técnicos autores del proyecto	Dakota Belén Rojas Belenguer
Técnicos autores del estudio	Dakota Belén Rojas Belenguer
Director/a de obra	Dakota Belén Rojas Belenguer
Director/a de ejecución de obra	Dakota Belén Rojas Belenguer

-El presupuesto de Ejecución Material del proyecto asciende a:

-El presupuesto de Seguridad y Salud asciende a: 998,32€

-De los cuales 819,17€ corresponden a protecciones colectivas y 179,15€ al resto: EPIS e instalaciones y servicios auxiliares.

-El plazo inicial máximo previsto de la ejecución de la obra es de: 30 días.

-El plazo aproximado previsto de la ejecución de la obra es de: 16 días.

-Características del emplazamiento:

La instalación fotovoltaica se realizará sobre la cubierta de la nave industrial existente, la cual está formada por dos naves diferenciadas, una de aguas norte-sur y otra de aguas este-oeste, teniendo ambas una superficie total de 1476 m². Toda la cubierta es de paneles sándwich formados por chapa simple y con lucernarios. La cubierta no presenta parapeto ni nada similar, para lo cual se tomarán las medidas pertinentes correctoras y de protección para los trabajadores.

-Número de trabajadores:

El número de trabajadores que permanecerán simultáneamente en el lugar de las obras está previsto que se encuentre entre 1 y 10 operarios.

-Servicios Públicos y servidumbres existentes:

No se constatan servicios afectados.

-Edificios colindantes:

Las naves colindan unas con otras, y con otras edificaciones de propiedades privada, así como a vía pública. La nave donde se realizará los trabajos dispone de espacio en la fachada principal, y para acceder de manera sencilla.

-Servicios públicos existentes:

La parcela de la nave dispone de los servicios urbanísticos mínimos de luz, agua, alcantarillado, telefonía, etc.

-Servidumbres u obstáculos que pueden dificultar el normal desarrollo de las obras:

No se constatan acometidas aéreas, por lo que será responsabilidad del propietario ponerse en contacto con las compañías suministradoras para determinar la posible existencia de conducciones ocultas.

-Accesos:

El acceso de los trabajadores a la cubierta se realizará por escalera en el propio interior de la nave, que tiene acceso a la fachada principal. Y se realizará siguiendo lo dispuesto en el presente documento. En cuanto al material, éste se subirá a cubierta empleando una máquina elevadora del tipo camión pluma. Al tener gran parte de zona libre alrededor del edificio, y las calles que delimitan la parcela tienen condiciones de accesibilidad, tanto para vehículos como para peatones.

-Relación de empresas y trabajadores autónomos de la obra:

Nombre empresa	Actividad	Representante de seguridad
Dakota Belén Rojas Belenguer	Instalaciones fotovoltaicas	Trabajador/a asignado/a en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 32 bis de la Ley 31/1995, de 8 de noviembre (D.A. 14ª)

-Datos generales de la organización de la obra:

Datos Promotor obra

Nombre o razón social	- (no mostrado por privacidad)
Teléfono	964 20 39 09
Dirección	- No mostrado por privacidad)
Población	Tavernes Blanques
Código postal	46016
Provincia	Valencia
CIF	A-46146551

Datos Contratista principal

Nombre o razón social	- (no mostrado por privacidad)
Teléfono	- (no mostrado por privacidad)
Dirección	- (no mostrado por privacidad)
Población	Castellón de la Plana
Código postal	12006
Provincia	Castellón
Actividad desarrollada por la empresa	CNAE 3519 - Producción de energía eléctrica de otros tipos.
CIF	- (no mostrado por privacidad)

Datos Subcontrata

Nombre o razón social	- (no mostrado por privacidad)
Dirección	- (no mostrado por privacidad)
Población	Castellón de la Plana
Código postal	12004
Provincia	Castellón
Actividad desarrollada por la empresa	CNAE 432 - Instalaciones eléctricas, de fontanería y otras instalaciones en obras de construcción
CIF	- (no mostrado por privacidad)

-Relación de puestos de trabajo previstos y categorías profesionales:

Definición del puesto	
Personal Técnico	Montadores/Oficiales
Oficial de construcción, O.C.	A.M.
Oficial de construcción, O.C.	J.G.C.
Ingeniero Industrial	J.R.C.
Ingeniera Eléctrica	Dakota Belén Rojas Belenguer
Instalador	J.G.C
Instalador	6 operarios

-Centro de asistencia y hospital más próximos:

Centro asistencial más próximo	Hospital más próximo
CENTRO DE SALUD RODUS, SERVICIOS MÉDICOS S.L. C/Ramón Muntaner, 10 46016 Tavernes Blanques, Valencia 961 86 94 00	HOSPITAL CLÍNIC UNIVERSITARI DE VALÈNCIA Av. De Blasco Ibáñez, 17 46010 Valencia 961 97 35 00

3.3. Datos de interés para la prevención de los riesgos laborales

Memoria constructiva

El presente apartado complementa a la Memoria y Pliego de Condiciones Técnicas del Proyecto, y tiene por objeto describir de manera general las características técnico-constructivas para la ejecución de la instalación fotovoltaica sobre cubierta definida en el proyecto.

-Descripción:

- Las naves industriales a dos aguas se desarrollan en una planta con forma rectangular. Disponen de paneles sándwich de chapa simple.
- El acceso a cubierta se realiza directamente desde el interior de la propia edificación, y a la misma desde la vía pública.
- El sistema estructural es metálico.
- La instalación fotovoltaica se conforma de 280 módulos de silicio policristalino unidos en 14 ramas de 20 módulos en serie.
- La nave industrial presenta un estado de construcción y conservación adecuado. Cuenta con lucernarios, por lo que se instalará malla de simple torsión en los lucernarios a lo largo de la cubierta donde se trabajará. No dispone de parapetos en los extremos, por lo que se instalará un vallado perimetral en la nave en las zonas donde la altura de los muros laterales no llegue a 0,9 metros.

-Proceso de ejecución:

El orden de la instalación será el que sigue:

1. Instalación de los sistemas de protección colectiva, consistentes en:
 - Instalación de la malla de simple torsión para el tapado de los lucernarios.
 - Instalación de vallado perimetral en la nave.
2. Colocación tras replanteo los módulos coplanares y la estructura de soporte.
3. Se instalarán los paneles sobre la estructura soporte.
4. Instalación de la bandeja de rejillas rejiband, para el paso del cableado de cubierta y bajada.
5. Instalación del cableado, inversores, cuadro de protecciones, tomas de tierra y conexionado.
6. Revisión de toda la instalación, conexionado eléctrico y puesta en marcha. Configuración final de los sistemas de monitorización.

-Consideraciones:

- Los elementos pueden producir cortes o lesiones por golpes o caída de objetos, debiéndose emplear los EPIs adecuados.
- Nunca y bajo ningún concepto se permitirá la entrada a la obra a ninguna persona que no lleve el equipo de seguridad necesario y conveniente para trabajar en altura. Todos los trabajos se realizarán siguiendo las más estrictas medidas de seguridad debiendo existir en la obra medidas de protección de los trabajadores, equipo personal (cascos, botas, guantes, ropa adecuada, arneses de seguridad, etc).
- Se prohibirá la entrada a personas ajenas a los trabajos. No se realizarán trabajos en zonas próximas a las maniobras de máquinas y camiones, debiendo existir una persona encargada de indicar, señalar y ayudar a maniobrar a los camiones.

Todo este proceso se realizará manualmente donde sea necesario, con la ayuda mecánica en el proceso de carga y descarga de material, si las condiciones lo exigieran y siempre con la aprobación expresa de la Dirección Facultativa.

Actividades previstas en la obra

En coherencia con el resumen del proyecto y plan de ejecución de obra, se definen las siguientes actividades, oficios, maquinaria, medios auxiliares e instalaciones de obra de las cuales se adjunta una evaluación, no exhaustiva y provisoria, de riesgos, los cuales deberán analizarse, desarrollarse y completarse con lo establecido en los Planes de Prevención y Evaluaciones de Riesgos y Planificación de Acción Preventiva (Art.16 LPRL) de cada empresa actuante, los cuales se complementarán con los métodos y/o procedimientos de cada trabajo de cada ítem (Art.15 LPRL).

-Trabajos previos generales:

- La organización de la obra.
- Colocación de protecciones colectivas.
- Replanteo sobre cubierta.
- Servicios provisionales.
- Recepción de maquinaria-medios auxiliares, y montajes
- Acopio de materiales.

-Montaje elementos:

- Estructura soporte y placas solares.
- Trabajos en cubiertas inclinadas.
- Tendido e instalación de cableado eléctrico sin tensión y bandejas de rejilla.
- Instalación y conexión de cuadro de protección.

-Por oficios y/o tareas cuya intervención es objeto de la prevención de riesgos laborales:

Las actividades de obra descritas, cuyos oficios van implícitos en la identificación y evaluación de riesgos por tareas o actividades, se vienen a complementar con el trabajo de los siguientes oficios:

- Personal Técnico.
- Montadores/Oficiales de placas fotovoltaicas.
- Oficiales O.C.
- Instaladores eléctricos.

-Maquinaria prevista para la realización de la obra

Del análisis de las actividades de obra y de los oficios, se define la tecnología aplicable a la obra, que permitirá como consecuencia, la viabilidad de su plan de ejecución. Se prevé la utilización de:

- Elevador
- Transporte: camión con brazo/pluma para el transporte de materiales.
- De elevación: mismo camión con brazo/pluma para elevación de módulos, elementos PRL u otros elementos pesados.
- Maquinaria: máquinas herramienta en general (radiales, cortadoras, taladro eléctrico...y asimilables).

3.4. Plazo ejecución y número máximo trabajadores

Para ejecutar la obra en un **plazo máximo de 30 días**, se utiliza el cálculo global de la influencia en el precio de mercado, así como de la mano de obra necesaria. El número **máximo de trabajadores será 10**, lo cual servirá de base para el cálculo del número necesario de equipos de protección individual, así como de posibles instalaciones provisionales para los trabajadores. Quedan englobadas todas las personas que intervienen en el proceso de ejecución y montaje sobre cubierta, y otros procesos que impliquen riesgos graves en su realización, independientemente de su afiliación empresarial o sistema de contratación.

3.5. Instalaciones provisionales para los trabajadores

Dado el volumen de trabajo y trabajadores previstos, y las condiciones propias de la instalación, sobre edificio existente dotado de servicios higiénicos y de agua potable, no se hace necesario dotar de instalaciones o acometidas provisionales de esa obra.

3.6. Normas o medidas preventivas tipo

A continuación se realiza una descripción de normas o medidas preventivas, dispuestas según una clasificación tipo de cada una.

A) Normas de prevención tipo para los cables

El calibre o sección del cableado será el especificado y de acuerdo a la carga eléctrica que ha de soportar.

-Todos los conductores utilizados serán aislados de tensión nominal de 1000 voltios como mínimo y sin defectos apreciables (rasgones, repelones y asimilables). No se admitirán tramos defectuosos en este sentido.

-El tendido de los cables para cruzar viales, como ya se ha indicado anteriormente, se efectuará a ras de suelo o aéreo, si se efectúa a ras de suelo, se colocará en la zona de paso, entre tablonés a modo de protección por reparto de cargas y señalización de "paso del cable":

-En caso de tener que efectuar empalmes entre mangueras se tendrá en cuenta:

- (i) Siempre estarán elevados. Se prohíbe meterlos en el suelo.
- (ii) Los empalmes provisionales entre mangueras, se ejecutarán mediante conexiones normalizadas estancas antihumedad.
- (iii) Los empalmes definitivos se ejecutarán utilizando cajas de empalmes normalizados estancos de seguridad.

-El trazado de las mangueras de suministro eléctrico no coincidirá con el suministro provisional de agua a las plantas.

B) Normas de prevención tipo para los interruptores.

- Se ajustarán expresamente a los especificados en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (R.D. 842/2002).
- Los interruptores se instalarán en el interior de cajas normalizadas, provistas de puerta de entrada con cerradura de seguridad.
- Las cajas de interruptores poseerán adherida sobre su puerta una señal normalizada de “peligro, electricidad”.
- Las cajas de interruptores serán colgadas en paramentos verticales.

C) Normas de prevención tipo para los cuadros eléctricos.

Si se instalasen:

- Serán de materiales plásticos, de tipo para la intemperie, con puerta y cerraja de seguridad (con llave), según norma UNE-20324 y grado de protección IP55.
- Poseerán adherida sobre la puerta una señalización de “peligro, electricidad”.
- Se colgarán, si procede, por sus anclajes propios a fachada o paramentos verticales.
- Poseerán tomas de corriente para conexiones normalizadas blindadas para intemperie, en número determinado según el cálculo realizado. Grado de protección recomendable IP45, IK08.

D) Normas de prevención tipo para las tomas de energía.

- Las tomas de corriente irán provistas de interruptores de corte omnipolar que permita dejarlas sin tensión cuando no hayan de ser utilizadas.
- Las tomas de corriente de los cuadros se efectuarán de los cuadros de distribución, mediante clavijas normalizadas blindadas (protegidas contra contactos directos) y siempre que sea posible, con enclavamiento.
- La tensión siempre estará en clavija “hembra”, nunca en el “macho” para evitar los contactos eléctricos directos.

E) Normas de prevención tipo para la protección de los circuitos.

- La instalación poseerá de todos los interruptores automáticos necesarios.
 - Los interruptores automáticos se hallarán instalados en todas las líneas de toma de corriente de los cuadros de distribución, así como en las de alimentación a las máquinas, aparatos y máquinas-herramienta de funcionamiento eléctrico.
 - Los circuitos generales estarán igualmente protegidos con interruptores automáticos o magnetotérmicos.
 - Todos los circuitos eléctricos se protegerán a sí mismos mediante disyuntores diferenciales.
- Dichos interruptores diferenciales se instalarán de acuerdo con la siguiente sensibilidad: 300mA (según REBT)

F) Normas de prevención tipo para las tomas de tierra.

- La red general de tierra deberá ajustarse a las especificaciones detalladas en la instrucción ITC-BT-18 del vigente REBT.
- Caso de tener que disponer de un transformador en la obra, será dotado de una toma de tierra ajustada a los Reglamentos vigentes y a las normas propias de la compañía eléctrica suministradora de la zona.
- Las partes metálicas de todo equipo eléctrico dispondrán de toma de tierra.

- La toma de tierra en una primera fase se efectuará a través de una pica o placa a ubicar junto al cuadro general, desde el que se distribuirá a la totalidad de los receptores de la instalación. Cuando la toma de tierra definitiva del edificio se halle realizada, será ésta la que se utilice para la protección de la instalación eléctrica provisional de obra.
- El hilo de toma de tierra estará protegido en colores amarillo y verde. Se prohíbe expresamente utilizarlo para otros usos. Únicamente podrá utilizarse conductor desnudo o cable de cobre de 35mm² de sección como mínimo en los tramos enterrados horizontalmente y que serán considerados como electrodo artificial de la instalación.
- La red general de tierra será única para la totalidad de la instalación incluida las uniones a tierra de los carriles para estancia o desplazamiento de grúas.
- Los receptores eléctricos dotados de sistemas de protección por doble aislamiento y los alimentados mediante transformador de separación de circuitos, carecerán de conductor de protección, a fin de evitar su referenciación a tierra. El resto de carcasas de motores o máquinas se conectarán debidamente a red general de tierra.
- Las tomas de tierra estarán situadas en el terreno de tal forma que su funcionamiento y eficacia sea el requerido por la instalación.
- La conductividad del terreno se aumentará vertiendo en el lugar de hincado de la pica (placa o conductor) agua de forma periódica.
- El punto de conexión (placa o conductor), estará protegido en el interior de una arqueta practicable.

3.7. Prevención de riesgos de daños a terceros

El paso de los posibles viandantes, trabajadores de otras naves, y de los propios operarios, debe estar protegido ante la posible caída de objetos desde la obra.

- El propio cerramiento del solar de la obra servirá para impedir el acceso a esta por parte del personal ajeno a la obra, evitando accidentes.
- Existirá señalización en los accesos a la obra tanto en el peatonal como en el acceso para maquinaria.
- Durante la entrada y salida de camiones (u otros equipos) se controlará el tráfico (tanto peatonal como automovilístico) en prevención de posibles accidentes o atropellos.

3.8. Identificación y evaluación de riesgos

Esta previsión de análisis de riesgos debe provenir de la documentación de la/s empresa/s actuantes (conforme a lo establecido en el capítulo III de la Ley 31/1995), la cual se habrá realizado basado en el artículo 4.3 del Reglamento de los Servicios de Prevención, y elaborada sobre papel antes del comienzo de las obras; se trata de un trabajo previo necesario para la concreción de los supuestos de riesgo previsible durante la ejecución de los trabajos, por consiguiente, y según recomendación en la Guía Técnica de Obras de Construcción publicada por el INSHT. Se expone una aproximación realista a lo que puede suceder en la obra.

El siguiente análisis y evaluación de riesgos se realizó conforme a lo establecido por el INSHT, tanto sobre el proyecto de la obra como en consecuencia de la tecnología empleada.

En todo caso, los riesgos aquí analizados se resolverán mediante la protección colectiva necesaria, los equipos de protección individual y señalización, para su neutralización o reducción al mínimo.

Método empleado en la evaluación de riesgos

El método empleado permite realizar, mediante la apreciación directa de la situación, una evaluación de los riesgos para los que no existe una reglamentación como tal específica. Se procede al método.

1º-Definición de la gravedad de las consecuencias:

La gravedad de las consecuencias que pueden causar ese peligro en forma de daño para el trabajador. Las consecuencias pueden ser ligeramente dañinas, dañinas, o extremadamente dañinas. Se muestran ejemplos a continuación.

Ligeramente dañino	Ejemplos: -Cortes y magulladuras pequeñas -Irritación de los ojos por polvo -Dolor de cabeza -Disconfort -Molestias e irritación
Dañino	Ejemplos: -Cortes -Quemaduras -Conmociones -Torceduras importantes -Fracturas menores -Sordera -Asma -Dermatitis -Trastornos músculo-esqueléticos -Enfermedad que conduce a una incapacidad menor
Extremadamente dañino	Ejemplos: -Electrocución -Amputaciones -Fracturas mayores -Intoxicaciones -Lesiones múltiples -Cáncer y otras enfermedades crónicas que acorten severamente la vida

2º-Probabilidad:

Una vez determinada la gravedad de las consecuencias, la probabilidad de que esa situación tenga lugar puede ser baja, media o alta:

Baja	Es muy raro que se produzca el daño
Media	El daño ocurrirá en algunas ocasiones
Alta	Siempre que se produzca esta situación, lo más probable es que se produzca un daño.

3º-Evaluación:

La combinación entre ambos factores permite evaluar el riesgo aplicando lo siguiente:

Probabilidad \ Gravedad	Ligeramente dañino	Dañino	Extremadamente dañino
Probabilidad baja	Riesgo trivial	Riesgo tolerable	Riesgo moderado
Probabilidad media	Riesgo tolerable	Riesgo moderado	Riesgo importante
Probabilidad alta	Riesgo moderado	Riesgo importante	Riesgo intolerable

4º-Control de riesgos:

Los riesgos serán controlados para mejorar las condiciones del trabajo siguiente los siguientes criterios:

Riesgo	¿Se deben tomar nuevas acciones preventivas?	¿Cuándo hay que realizar las acciones preventivas?
Trivial	No se requiere acción específica	N/A
Tolerable	No se necesita mejorar la acción preventiva. Se deben considerar situaciones más rentables o mejoras que no supongan una carga económica importante.	N/A
Moderado	Se deben hacer esfuerzos para reducir el riesgo, determinando las inversiones precisas. Cuando el riesgo moderado esté asociado a consecuencias extremadamente dañinas, se deberá precisar mejor la probabilidad de que ocurra el daño para establecer la acción preventiva.	Fije un periodo de tiempo para implantar las medidas que reduzcan el riesgo.

Importante	Puede que se precisen recursos considerables para controlar el riesgo.	Si se está realizando el trabajo debe tomar medidas para reducir el riesgo en un tiempo inferior al de los riesgos moderados. NO debe comenzar el trabajo hasta que se haya reducido el riesgo.
Intolerable	Debe prohibirse el trabajo si no es posible reducir el riesgo, incluso con recursos limitados.	INMEDIATAMENTE: No debe comenzar ni continuar el trabajo hasta que se reduzca el riesgo.

Este método se aplica sobre cada unidad de obra analizada en esta memoria de seguridad y que se corresponda con el proceso constructivo de la instalación, para permitir “la identificación y evaluación de riesgos, pero con la valoración de la eficacia de la prevención adoptada y aplicada”.

Es decir, los riesgos detectados inicialmente en cada unidad de obra son analizados y evaluados eliminando o disminuyendo sus consecuencias, mediante la adopción de soluciones técnicas, organizativas, cambios en el proceso constructivo, adopción de medidas preventivas, utilización de protecciones colectivas, EPIs y señalización, hasta lograr un riesgo trivial, tolerable o moderado, y siendo ponderados mediante la aplicación de los criterios establecidos de siniestralidad laboral publicados por la Dirección General de Estadística del Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales.

5º-Código de interpretación de las abreviaturas:

Probabilidad		Protección		Consecuencias		Estimación del riesgo			
B	Baja	c	Colectiva	Ld	Ligeramente dañino	T	Riesgo trivial	I	Riesgo importante
M	Media	i	Individual	D	Dañino	To	Riesgo tolerable	In	Riesgo intolerable
A	Alta			Ed	Extremadamente dañino	M	Riesgo moderado		

Trabajos previos. Actividades Generales

- La organización en la obra

ANÁLISIS Y EVALUACIÓN INICIAL DE RIESGOS													
Actividad: La organización en el lugar en el que se va a construir								Lugar de evaluación: sobre planos					
Nombre del peligro identificado	Probabilidad			Protección		Consecuencias			Estimación riesgo				
	B	M	A	c	i	Ld	D	Ed	T	To	M	I	In
Sobreesfuerzos, golpes y atrapamientos durante el montaje de elementos de obra.	X				X	X			X				
Caídas al mismo nivel por irregularidades del terreno, barro, escombros...	X				X	X			X				
Caídas a distinto nivel por rampas, escaleras, laderas de fuerte pendiente...	X				X		X			X			
Golpes contra o por objetos	X				X		X			X			
Atropellos	X			X			X				X		
Interpretación de las abreviaturas													
Probabilidad		Protección		Consecuencias			Estimación del riesgo						
B	Baja	c	Colectiva	Ld	Ligeramente dañino	T	Riesgo trivial	I	Riesgo importante				
M	Media	i	Individual	D	Dañino	To	Riesgo tolerable	In	Riesgo intolerable				
A	Alta			Ed	Extremadamente dañino	M	Riesgo moderado						

- Colocación protecciones colectivas

ANÁLISIS Y EVALUACIÓN INICIAL DE RIESGOS													
Actividad: Colocación protecciones colectivas.								Lugar de evaluación: sobre planos					
Nombre del peligro identificado	Probabilidad			Protección		Consecuencias			Estimación del riesgo				
	B	M	A	c	i	Ld	D	Ed	T	To	M	I	In
Sobre esfuerzos, golpes y atrapamientos por la manipulación de equipos	X				X	X			X				
Caídas al mismo nivel	X				X	X			X				
Caídas a distinto nivel	X				X		X			X			
Caídas de altura por perímetro, lucernarios, claraboyas, y fallo estructura cubierta	X				X		X					X	
Golpes contra o por objetos	X				X		X			X			
Corte con objetos y máquinas herramientas													
Interpretación de las abreviaturas													
Probabilidad		Protección		Consecuencias			Estimación del riesgo						
B	Baja	c	Colectiva	Ld	Ligeramente dañino	T	Riesgo trivial	I	Riesgo importante				
M	Media	i	Individual	D	Dañino	To	Riesgo tolerable	In	Riesgo intolerable				
A	Alta			Ed	Extremadamente dañino	M	Riesgo moderado						

- **Replanteo sobre cubierta**

ANÁLISIS Y EVALUACIÓN INICIAL DE RIESGOS													
Actividad: Replanteo sobre cubierta										Lugar de evaluación: sobre planos			
Nombre del peligro identificado	Probabilidad			Protección		Consecuencias			Estimación del riesgo				
	B	M	A	c	i	Ld	D	Ed	T	To	M	I	In
Sobre esfuerzos, golpes y atrapamientos por la manipulación de equipos	X				X	X			X				
Caídas al mismo nivel	X				X	X			X				
Caídas a distinto nivel	X				X		X			X			
Caídas de altura	X				X		X					X	
Golpes contra o por objetos	X				X		X			X			
Interpretación de las abreviaturas													
Probabilidad		Protección		Consecuencias			Estimación del riesgo						
B	Baja	c	Colectiva	Ld	Ligeramente dañino	T	Riesgo trivial	I	Riesgo importante				
M	Media	i	Individual	D	Dañino	To	Riesgo tolerable	In	Riesgo intolerable				
A	Alta			Ed	Extremadamente dañino	M	Riesgo moderado						

- **Recepción de maquinaria, medios auxiliares y montajes**

ANÁLISIS Y EVALUACIÓN INICIAL DE RIESGOS													
Actividad: Recepción de maquinaria, medios auxiliares y montajes.										Lugar de evaluación: sobre planos			
Nombre del peligro identificado	Probabilidad			Protección		Consecuencias			Estimación del riesgo				
	B	M	A	c	i	Ld	D	Ed	T	To	M	I	In
Caída a distinto nivel, (salto desde la caja del camión al suelo de forma descontrolada, empujón por penduleo de la carga).	X						X			X			
Sobresfuerzos por manejo de objetos pesados.	X				X	X			X				
Caídas a nivel o desde escasa altura, (caminar sobre el objeto que se está recibiendo o montando).	X				X	X			X				
Atrapamiento entre piezas pesadas.	X				X	X			X				
Cortes por manejo de herramientas o piezas metálicas.	X				X	X			X				
Interpretación de las abreviaturas													
Probabilidad		Protección		Consecuencias			Estimación del riesgo						
B	Baja	c	Colectiva	Ld	Ligeramente dañino	T	Riesgo trivial	I	Riesgo importante				
M	Media	i	Individual	D	Dañino	To	Riesgo tolerable	In	Riesgo intolerable				
A	Alta			Ed	Extremadamente dañino	M	Riesgo moderado						

- **Acopio de materiales**

ANÁLISIS Y EVALUACIÓN INICIAL DE RIESGOS														
Actividad: Acopio de materiales							Lugar de evaluación: sobre planos							
Nombre del peligro identificado	Probabilidad			Protección		Consecuencias			Estimación del riesgo					
	B	M	A	c	i	Ld	D	Ed	T	To	M	I	In	
Caída a distinto nivel, (salto desde la caja del camión al suelo de forma descontrolada, empujón por penduleo de la carga).	X						X				X			
Sobresfuerzos por manejo de objetos pesados.	X				X	X			X					
Caídas a nivel o desde escasa altura, (caminar sobre el objeto que se está recibiendo o montando).	X				X	X			X					
Atrapamiento entre piezas pesadas por penduleo en la descarga y ubicación.	X				X	X			X					
Cortes por manejo de herramientas o piezas metálicas.	X				X	X			X					
Interpretación de las abreviaturas														
Probabilidad		Protección		Consecuencias			Estimación del riesgo							
B	Baja	c	Colectiva	Ld	Ligeramente dañino	T	Riesgo trivial		I	Riesgo importante				
M	Media	i	Individual	D	Dañino	To	Riesgo tolerable		In	Riesgo intolerable				
A	Alta			Ed	Extremadamente dañino	M	Riesgo moderado							

- **Montaje de estructura soporte y placas fv**

ANÁLISIS Y EVALUACIÓN INICIAL DE RIESGOS													
Actividad: Montaje de estructura soporte y placas fv							Lugar de evaluación: sobre planos						
Nombre del peligro identificado	Probabilidad			Protección		Consecuencias			Estimación del riesgo				
	B	M	A	c	i	Ld	D	Ed	T	To	M	I	In
Desprendimiento de los acopios de piezas	X				X		X			X			
Golpes en las manos	X				X	X			X				
Caída desde altura por golpe de penduleo de la carga	X			X	X		X				X		
Caída desde altura de las piezas prefabricadas, durante las maniobras de izado y reparto. (montantes, elementos metálicos, paneles....)	X				X		X			X			
Caída de objetos desde altura durante trabajo	X			X	X			X				X	
Caída de personas a distinto nivel, al caminar o trabajar sobre lucernarios o aleros de cubierta.	X			X	X		X			X			
Caída de personas desde altura por los lucernarios o aleros de cubierta.	X			X	X		X				X		
Caída de personas al mismo nivel (obra sucia, desorden).	X				X	X			X				
Proyección violenta de partículas (viento fuerte...).	X			X	X		X			X			
Cortes al utilizar los tronzadores manuales (ausencia o neutralización de la protección del disco).		X		X	X		X				X		
Electrocución por anulación de tomas de tierra de la maquinaria eléctrica o por conexiones peligrosas, (empalmes directos con cable desnudo; empalmes con cinta aislante simple; cables lacerados o rotos).		X		X	X		X					X	
Sobresfuerzos por posturas obligadas, carga al hombro de objetos pesados.	X				X	X			X				
Golpes en general por objetos en manipulación.	X				X	X			X				
Pisadas sobre objetos punzantes (desorden de obra).	X				X	X			X				
Los riesgos derivados de trabajos sobre superficies de cubierta mojadas (resbalones; caídas).	X				X	X			X				
Caída de objetos sobre las personas (tornillería, elementos metálicos,).	X						X			X			
Atrapamiento por manejo de elementos metálicos.	X				X		X				X		
Quemaduras por chapas metálicas expuestas al sol	X				X		X			X			
Quemaduras por el sol		X			X		X			X			
Estrés térmico por calor (golpe de calor en verano) o frío (en invierno)		X			X		X				X		

- **Trabajos en cubierta**

ANÁLISIS Y EVALUACIÓN INICIAL DE RIESGOS													
Actividad: Cubierta inclinada.							Lugar de evaluación: sobre planos						
Nombre del peligro identificado	Probabilidad			Protección		Consecuencias			Estimación del riesgo				
	B	M	A	c	i	Ld	D	Ed	T	To	M	I	In
Caída de personas desde altura, (ausencia de petos; huecos horizontales).	X			X	X		X			X			
Caída de personas a distinto nivel, (huecos horizontales).	X			X	X		X			X			
Caída de personas al mismo nivel, (desorden, inclinación de la cubierta...).	X				X		X			X			
Caída de objetos a niveles inferiores.	X			X	X		X				X		
Sobresfuerzos, (trabajar de rodillas, agachado o doblado durante largo tiempo; sustentación de objetos pesados).		X			X	X				X			
Contacto con elementos calientes (quemaduras).	X				X	X			X				
Quemaduras causadas por la exposición al sol	X				X	X			X				
Golpes o cortes por manejo de herramientas manuales.	X				X	X			X				
Los derivados del uso de medios auxiliares.	X			X	X		X			X			

- **Tendido e instalación del cableado eléctrico sin tensión y bandejas de rejilla**

ANÁLISIS Y EVALUACIÓN INICIAL DE RIESGOS													
Actividad: Tendido e instalación cableado eléctrico sin tensión y bandejas de rejilla.							Lugar de evaluación: sobre planos						
Nombre del peligro identificado	Probabilidad			Protección		Consecuencias			Estimación del riesgo				
	B	M	A	c	i	Ld	D	Ed	T	To	M	I	In
Caída de personas desde altura, (ausencia de petos; huecos horizontales).	X			X	X		X			X			
Caída de personas a distinto nivel, (huecos horizontales).	X			X	X		X			X			
Caída de personas al mismo nivel, (desorden, inclinación de la cubierta...).	X				X		X			X			
Caída de objetos a niveles inferiores.	X			X	X		X				X		
Sobresfuerzos, (trabajar de rodillas, agachado o doblado durante largo tiempo; sustentación de objetos largos y/o voluminosos).		X			X	X				X			
Contacto con elementos calientes (elementos metálicos expuestos al sol: quemaduras).	X				X	X			X				
Quemaduras causadas por la exposición al sol	X				X	X			X				
Golpes o cortes por manejo de herramientas manuales.	X				X	X			X				
Los derivados del uso de medios auxiliares.	X			X	X		X			X			

Por Oficios y/o tareas cuya intervención es objeto de la prevención de los riesgos laborales

- **Personal Técnico**

ANÁLISIS Y EVALUACIÓN INICIAL DE RIESGOS													
Actividad: Personal técnico						Lugar de evaluación: sobre planos							
Nombre del peligro identificado	Probabilidad			Protección		Consecuencias			Estimación del riesgo				
	B	M	A	c	i	Ld	D	Ed	T	To	M	I	In
Sobresfuerzos, golpes y atrapamientos por la manipulación de equipos	X				X	X			X				
Caídas de altura por: perímetros, huecos, faldones de cubierta con fuerte pendiente...	X						X				X		
Caídas al mismo nivel	X				X	X			X				
Caídas a distinto nivel por: perímetros, huecos faldones...).	X				X		X			X			
Hundimiento de la superficie de apoyo	X			X	X		X			X			
Golpes y/o Atrapamientos por los medios de elevación y transporte de cargas a gancho.	X				X		X			X			
Estrés /Carga mental	X						X			X			
Los derivados del padecimiento de enfermedades no detectadas: epilepsia, vértigo.	X							X			X		

- **Montador/Oficial**

ANÁLISIS Y EVALUACIÓN INICIAL DE RIESGOS													
Actividad: Montador/Oficial							Lugar de evaluación: sobre planos						
Nombre del peligro identificado	Probabilidad			Protección		Consecuencias			Estimación del riesgo				
	B	M	A	c	i	Ld	D	Ed	T	To	M	I	In
Caída de personas desde altura, (trabajos en cubierta, rodar por la pendiente).	X			X	X		X			X			
Caída de personas al mismo nivel, (rodar por la cubierta con recogida).	X				X		X			X			
Caída de personas a distinto nivel, (huecos en el suelo, lucernarios).	X			X	X		X			X			
Caída de objetos a niveles inferiores.	X				X		X				X		
Sobresfuerzos, (trabajar de rodillas; agachado o doblado durante largo tiempo; sustentación de objetos pesados).		X			X	X				X			
Quemaduras con la chapa de cubierta por exposición al sol.	X				X	X				X			
Golpes o cortes en las manos y pies por manejo de herramientas manuales.	X				X	X				X			
Golpes o cortes en las manos y pies por manejo de piezas metálicas.	X				X	X				X			
Hundimiento de la superficie de apoyo	X			X	X		X			X			
Golpes y/o Atrapamientos por los medios de elevación y transporte de cargas.	X						X			X			
Los derivados del uso de medios auxiliares.	X						X			X			
Atrapamientos entre objetos en fase de montaje.	X				X		X			X			
Los derivados del padecimiento de enfermedades no detectadas: epilepsia, vértigo.	X							X			X		
Quemaduras por chapas metálicas expuestas al sol	X				X		X			X			
Quemaduras por el sol		X			X		X			X			
Estrés térmico por calor (golpe de calor en verano) o frío (en invierno)		X			X		X				X		

Maquinaria prevista para la realización de la obra

- **Camión con brazo/pluma de transporte**

ANÁLISIS Y EVALUACIÓN INICIAL DE RIESGOS													
Actividad: Camión con brazo/pluma de transporte								Lugar de evaluación: sobre planos					
Nombre del peligro identificado	Probabilidad			Protección		Consecuencias			Estimación del riesgo				
	B	M	A	c	i	Ld	D	Ed	T	To	M	I	In
Atropello de personas por: (maniobras en retroceso; ausencia de señalista; espacio angosto).	X						X			X			
Vuelco del camión grúa por: (superar obstáculos del terreno; errores de planificación).	X						X			X			
Atrapamientos, (maniobras de carga y descarga).	X						X			X			
Golpes por objetos, (maniobras de carga y descarga).		X					X				X		
Caídas al subir o bajar a la zona de mandos por lugares imprevistos.		X					X				X		
Desprendimiento de la carga por eslingado peligroso.	X							X			X		
Golpes por la carga a paramentos verticales u horizontales durante las maniobras de servicio.	X						X			X			
Ruido.		X			X	X			X				
Contacto eléctrico directo o por arco voltaico	X			X			X					X	

- **Máquinas herramienta en general (radiales, cortadoras, taladro eléctrico...y asimilables)**

ANÁLISIS Y EVALUACIÓN INICIAL DE RIESGOS													
Actividad: Máquinas herramienta eléctrica en general: radiales, cizallas, cortadoras, taladro eléctrico...y asimilables.							Lugar de evaluación: sobre planos						
Nombre del peligro identificado	Probabilidad			Protección		Consecuencias			Estimación del riesgo				
	B	M	A	c	i	Ld	D	Ed	T	To	M	I	In
Cortes por: (el disco de corte; proyección de objetos; voluntarismo; impericia).		X			X		X				X		
Quemaduras por: (el disco de corte; tocar objetos calientes; voluntarismo; impericia).		X			X	X				X			
Golpes por: (objetos móviles; proyección de objetos).		X			X		X				X		
Proyección violenta de fragmentos, (materiales o rotura de piezas móviles).		X			X		X				X		
Caída de objetos a lugares inferiores.		X					X				X		
Contacto con la energía eléctrica, (anulación de protecciones; conexiones directas sin clavija; cables lacerados o rotos).		X					X				X		
Vibraciones.		X			X		X				X		
Ruido.		X			X	X				X			
Polvo.		X			X	X				X			
Sobre esfuerzos, (trabajar largo tiempo en posturas obligadas).		X			X	X				X			

3.9. Protección colectiva a utilizar en la obra

Del análisis de riesgos laborales que se ha realizado y de los problemas específicos que plantea la construcción/instalación en la obra, se prevé utilizar las siguientes:

- Tapado de lucernarios para protección contra caídas de altura.
- Vallado perimetral para protección contra caídas de altura.
- Interruptor diferencial calibrado selectivo de 300mA contra contactos indirectos.
- Extintores de incendios polivalentes eficacia 21A 113 B C.
- Línea de vida temporal para el anclaje de los trabajadores mientras instalan los PRL colectivos.

3.10. Equipos de protección individual a utilizar en la obra

Del análisis de riesgos efectuado, se desprende que existe una serie de ellos que no se han podido resolver con la instalación de la protección colectiva. Son riesgos intrínsecos de las actividades individuales a realizar por los trabajadores y por el resto de personas que intervienen en la obra. Consecuentemente se ha decidido utilizar:

- Cascos de seguridad, evaluada la seguridad según la norma UNE-EN397.
- Cinturones porta herramientas.
- Gafas de seguridad contra proyecciones e impactos, y protección solar, evaluada la seguridad según UNE-EN 166.
- Guantes de cuero flor y loneta, evaluada la seguridad según norma UNE en 388.
- Mascarilla de papel filtrante contra el polvo, evaluada la seguridad según UNE en 1827 y UNE-EN 140.

- Ropa de trabajo a base de chaquetilla y pantalón de algodón, según UNE EN 340.
- Botas de seguridad loneta reforzada y serraje con suela de material plástico sintético, según norma UNE-EN 344, UNE-EN 345 Y UNE-EN 346.
- Arnés para anclaje a línea de vida temporal, de los trabajadores mientras instalan los PRL colectivos.

3.11. Señalización de los riesgos

La prevención diseñada, para mejorar su eficacia, requiere del empleo del siguiente listado de señalización como complemento de la protección colectiva y de los EPIs previstos. Se decide el empleo de una señalización normalizada, que recuerde en todo momento los riesgos existentes a todos los que trabajan en la obra o los que se acerquen de manera ajena a ella.

- Advertencia de cargas suspendidas
- Advertencia de peligro indeterminado
- Advertencia de riesgo eléctrico
- Advertencia de incendios; materiales inflamables.
- Banda de advertencia de peligro
- Protección obligatoria cabeza, según UNE-EN 397.
- Protección obligatoria manos, según UNE-EN 388.
- Protección obligatoria oídos, según UNE-EN 352.
- Protección obligatoria pies
- Protección obligatoria vista.
- Equipo primeros auxilios.

3.12. Medidas de asistencia en caso de accidente laboral

Aunque el objetivo global de este EBSS es evitar los accidentes laborales, existen causas de difícil control que pueden hacerlos suceder. En consecuencia, es necesario prever la existencia de primeros auxilios para atender a los posibles afectados.

Heridas y pequeños cortes en la piel:

Aunque aparentemente no revistan gravedad, al romper la piel hacen que se altere la función de barrera protectora de ésta. Como consecuencia, se crea una vía de entrada de una posible infección, lo cual puede convertirse en una complicación importante.

Cuando se produce este tipo de heridas, a simple vista podemos ver su extensión, pero no se ha de confiar en el caso de que no sea muy extensa ya que puede ser profunda, p.ej: producida por un clavo o un trozo de metal.

-Prevención: Despuntar todos los tableros y elementos metálicos y mantener limpios los tajos.

-Primeros auxilios:

- Limpiar la herida con agua y jabón o con producto antiséptico para prevenir el riesgo de infección.
- Secar bien la herida y protegerla con una tirita o gasas.
- Consultar al médico sobre la conveniencia de la vacunación contra el tétano.
- No aplicar encima de la herida alcohol, pomadas o polvos que contengan antibióticos. No utilizar algodón pues se deshilacha fácilmente.

-Para las heridas que sangran por la nariz: taponar la nariz con los dos dedos, inclinando hacia delante (si lo hacemos hacia atrás, la víctima se tragará la sangre), durante 10 minutos. Si la herida no deja de sangrar, introducir un tapón de gasa empapada en agua oxigenada, y procurar la asistencia médica al herido.

Cuerpos extraños:

-En ojos: si el cuerpo es pequeño y está libre (mota de polvo, serrín, etc) intentar arrastrarlo con una gasa haciendo que el paciente parpadee con frecuencia. No frotar el ojo. Si no se consigue arrastrarlo, no insistir, acudir al centro de urgencias más cercano indicado en el apartado 4.2 del presente documento.

-En oídos: no intenta nunca la extracción de un cuerpo extraño alojado en el oído con alfileres u otros objetos punzantes. No echar agua, y menos agua fría. Poner al paciente en manos expertas si vemos la menor dificultad para la extracción del cuerpo extraño.

-En nariz: intentar su expulsión con una expiración forzada (“sonarse”), apretando la fosa nasal que no está obstruida contra el tabique nasal. No introducir agua, ni manipular con objetos puntiagudos. Si no sale, recurrir a un médico.

-En la piel: en caso de ser astilla, punta metálica u objeto voluminoso, intentaremos su extracción cuidadosa. Si notamos la más mínima resistencia, cesaremos el intento.

Lesiones en las articulaciones:

Normalmente producidas en caídas, malos apoyos, deslizamientos, etc. Los síntomas por los que podemos reconocer una torcedura (esguince) o luxación (salida de un hueso de su sitio) son:

- Dolor localizado en la articulación dañada.
- Inflamación o hinchazón en la zona (deformidad en caso de luxación).
- Dificultad para realizar movimientos (más o menos acusada en el caso de esguinces y muy notoria en el caso de luxaciones).
- Comparando la articulación afectada con la articulación sana.

Primeros auxilios:

- Mantener en reposo la zona dañada y aplicar frío (hielo) sobre la misma.
- Inmovilizar la zona afectada mediante un vendaje o con la ayuda de un pañuelo triangular.
- Trasladar al afectado, para su valoración, al centro sanitario más cercano.

Lesiones en los huesos (fracturas):

Normalmente producidas en caídas; son del tipo abiertas cuando hay herida en la piel, o cerrada si no la hay. La abierta es la más peligrosa de ambas ya que por la herida puede originarse infección del hueso.

Primeros auxilios:

- No mover al accidentado, ni permitirle que mueva la zona supuestamente lesionada. Esto ayudará a controlar el dolor.
- Manipular, si fuese necesario e imprescindible, la zona lesionada con sumo cuidado.
- Inmovilizar (mediante pañuelos, tiras de tela, palos, tablillas almohadilladas...) la zona donde se sospecha sea la fractura, para evitar agravarla.
- Trasladar al afectado al centro sanitario más cercano o llamar al número de emergencias.

Quemaduras:

Pueden ser: 1er grado (enrojecimiento piel), 2º grado (aparición ampollas con líquido claro interno), o 3er grado (aparición de costra negruzca o castaña oscura).

Primeros auxilios:

- Enfriar la zona afectada inmediatamente con agua fría durante 10-20 minutos.
- Cubrir la quemadura con paños limpios.
- No quitar la ropa cercana a la quemadura, ya que puede estar adherida a la piel. Sólo quitar la ropa en caso de que esté impregnada en líquidos muy calientes o productos cáusticos (lejía, sulfumán, amoniaco, etc) para evitar que sigan quemando.
- No pinchar las ampollas en caso de quemaduras de 2º grado, se pueden infectar.
- Si la persona está ardiendo, impedir que corra; apagar las llamas con una manta o similar, o haciéndola rodar por el suelo.
- Procurar de forma sistemática que cualquier persona que haya sufrido una quemadura, sea reconocida por un médico, para que indique el tratamiento más adecuado para cada tipo de lesión.
- Evitar utilizar sobre las quemaduras: aceite, vinagre, pasta de dientes, barro, etc; aunque logren aliviar momentáneamente el dolor, pueden repercutir negativamente en la curación de la zona dañada. Lo mejor es utilizar agua.

Accidentes eléctricos: electrocución.

En primer lugar, es imprescindible asegurarse que la víctima no está en contacto con la corriente, antes de tocarla. En el caso de que todavía esté en contacto eléctrico:

a) Si se trata de baja tensión, lo primero es cortar el suministro eléctrico. Si no:

- Aislarse del suelo (con tablones de madera) e intentar separar a la víctima de la corriente, con la ayuda de un palo de madera (escoba). No utilizar objetos metálicos.
- Una vez fuera de peligro, valorar el estado de la víctima e iniciar maniobras de reanimación cardiopulmonar en caso necesario.

b) Si se trata de media o alta tensión, no intentar separar a la víctima del cable eléctrico, ya que un trozo de madera no sería suficiente aislamiento. Avisar a la compañía eléctrica para que corten suministro y al mismo tiempo a los servicios de socorro.

Reanimación cardiopulmonar (“boca a boca” y masaje cardíaco):

1. Situar a la víctima en posición horizontal con la cabeza inclinada hacia atrás y ver si respira. Si la víctima no respira, iniciar el “boca a boca”, efectuando 2 insuflaciones seguidas, y tomarle el pulso carotídeo (a ambos lados de la “nuez”).
2. Si tiene pulso, continuar con la respiración artificial a una frecuencia de 12 insuflaciones por minuto aproximadamente.
3. Si por el contrario no tiene pulso, iniciar la reanimación cardiopulmonar básica (respiración artificial + masaje cardíaco), a un ritmo de 2 insuflaciones cada 15 compresiones, manteniendo una frecuencia de 80-100 compresiones por minuto.

- El masaje cardíaco deberá realizarse sobre una superficie firme.
- Periódicamente comprobar el retorno del pulso espontáneo, lo que significaría que la reanimación ha sido exitosa.
- El masaje cardíaco se efectuará sobre el tercio inferior del esternón. Para que sea eficaz tiene que hundir la caja torácica 4-5cm y ha de ser rítmico.

Evacuación de accidentados:

La evacuación de accidentados, que por sus lesiones así lo requieran, está prevista mediante el servicio de ambulancias avisado a través del **112**. Medidas de emergencia:

PRIMERA

En caso de accidente, mantener la calma y tener en un lugar visible desde el teléfono, el número de urgencias que a continuación se muestra:

112

SEGUNDA

En lugar fácilmente localizable y conocido por todos los operarios, se ubicará el botiquín de primeros auxilios, y se tendrá acceso al mismo.

TERCERA

Se establecen las siguientes recomendaciones y normas ante posibles accidentes:

1. Avisar y pedir ayudar.
2. Hablar con la víctima y preguntar lo que ha ocurrido o cómo se encuentra.
3. No mover al accidentado si no es estrictamente necesario, para no agravarlo.
4. Valorar el alcance de la lesión.
5. Tranquilizar al herido.
6. Llamar al servicio de emergencias (**112**) si fuese necesario y explicar lo ocurrido.
7. Esperar a la llegada del personal especializado.
8. Actuar sólo en caso necesario: quemaduras, electrocución...
9. Avisar a la Dirección Técnica

-El contratista comunicará al coordinador de Seguridad y Salud en fase de ejecución, si existiera, de forma inmediata cualquier accidente independientemente de su gravedad, a fin de que ésta tenga constancia del mismo.

-De igual forma, queda obligado realizar un informe de investigación del accidente cuando así se lo requiera el Coordinador de Seguridad y Salud en fase de ejecución, siendo obligatoria su redacción en caso de accidentes graves, muy graves o mortales.

3.13. Trabajos posteriores a la obra

Los trabajos a realizar a posteriori constan principalmente del mantenimiento periódico (limpieza, reglaje o reparación) de los paneles fv, su cableado o la estructura soporte. Ello requiere acceso de trabajadores a la cubierta con los riesgos mencionados anteriormente, principalmente el de caída de altura. Las medidas preventivas o de protección a disponer serán, salvo para las de protección de borde, las mismas que se ha contemplado en este documento para la fase de instalación, sirviendo el presente EBSS para la ejecución de dichos trabajos. El mismo quedará en manos de la Propiedad, quien custodiará este documento y lo entregará a los trabajadores concurrentes en su centro de trabajo, a fin de satisfacer lo dispuesto en el Art.4 del RD171/2004. Si procede, estos deberán revisar la documentación preventiva con tal de adecuarla a las condiciones de la instalación.

Caben considerarse las siguientes normas e instrucciones:

Limpieza de módulos fv:

- Se ha de prestar atención al riesgo de deslizamiento debido al agua derramada. Para reducir dicho riesgo se recuerda la obligación del uso de calzado de seguridad con suela antideslizante.
- En épocas del año con mayor índice de radiación solar se utilizarán guantes de protección para las manos y crema solar para evitar quemaduras solares. El agua realiza función de lupa de la irradiación solar.
- Se evitará el contacto del agua con partes accesibles puestas a tensión.
- NUNCA se manipulará elementos a tensión, especialmente durante la operación de limpieza puesto que aumentará la humedad.

Operación en inversores:

- Especial atención a los riesgos eléctricos. Se procurará cortar la entrada de tensión a dicho inversor. Por la naturaleza de funcionamiento de los inversores (presencia de condensadores) es necesario esperar un tiempo, denominado tiempo de descarga (60s aprox.) antes de actuar sobre él. SIEMPRE, mediante el uso de un polímetro se verificará la ausencia de tensión.
- En caso de que no sea posible realizar el trabajo sin tensión, se emplearán guantes aislados adecuados a la tensión nominal, con guantes de trabajo sobre estos, herramienta aislada, máscara antiproyecciones.

Operación en módulos fv:

- Los módulos fv son una fuente de energía eléctrica, por lo que el riesgo de contacto eléctrico estará siempre presente si está expuesto a radiación.
- Cuando se trabaje con un módulo SIEMPRE se desconectará de la serie.
- NUNCA se tocará el interior de los conectores del módulo fv encontrándose éste bajo radiación solar, en caso de necesitar actuar sobre los conectores SIEMPRE se aislará el módulo fv con anterioridad, o bien voltearlo o cubrirlo con un elemento opaco.
- Se tomarán las mismas medidas de seguridad en caso de tener que actuar sobre la caja de diodos del módulo fv.
- SIEMPRE se actuará sobre suelo firme y principalmente seco.
- A la hora de transportar un módulo fv por la cubierta se prestará atención al viento puesto que el módulo puede llegar a hacer función de vela.
- La temperatura del módulo fv puede en ocasiones ser elevado, por ello se debe emplear guantes, siendo imprescindible su uso en época de verano.

3.14. Otras consideraciones y prohibiciones

- Se prohíbe en esta obra transportar pesos a mano (o a hombro) iguales o mayores a 25 kg.
- Se prohíbe andar sobre los lucernarios.
- Se prohíbe el conexionado de los cables a los cuadros de suministro eléctrico de obra sin la utilización de las clavijas adecuadas para ello macho-hembra.
- Las escaleras de mano a utilizar serán de tipo "tijera", dotadas con zapatas antideslizantes y cadenilla limitadora de apertura, para evitar los riesgos por trabajos realizados sobre superficie deslizante, insegura o estrecha.
- Se prohíbe la formación de andamios utilizando escaleras de mano a modo de borriquetas, para evitar los riesgos por trabajos sobre superficies inseguras y estrechas.
- Las herramientas a utilizar por los electricistas instaladores estarán protegidas con material aislante normalizado contra los contactos eléctricos.
- Se prohíbe dejar las herramientas eléctricas de corte o taladro abandonadas en el suelo, o en marcha, aunque sea con movimiento residual.

3.15. Procedimiento de comunicación de nuevas actuaciones

En caso de haber nuevas actuaciones a realizar no contempladas en el plan de seguridad, el contratista queda obligado a comunicar al coordinador de seguridad y salud en fase de ejecución, con la suficiente antelación, y haciéndole llegar un anexo al EBSS para su posterior aprobación. Los trabajos relativos a dicho anexo al EBSS no se podrán iniciar hasta que no se disponga de dicha acta de aprobación.

3.16. Documentos de nombramientos de control del nivel de SS

Estos documentos son aplicables durante la realización de la obra adjudicada. Se preverá usar los mismos documentos que utilice normalmente para esta función el contratista adjudicatario, con el fin de no interferir en su propia organización de la prevención de riesgos. Como mínimo, se prevé utilizar los contenidos siguientes:

- Documento de nombramiento de la Presencia del Recurso Preventivo, de ser necesario.
- Documento de autorización de manejo de diversas máquinas.

Control de accesos a la obra

El contratista considerará personal autorizado, tanto de sus subcontratas y trabajadores autónomos, si existieran, como de sus trabajadores propios a todos aquellos que dispongan de la siguiente documentación en regla:

- Documentación identificativa
- Curso PRL
- Apto médico

Esta documentación será solicitada y comprobada por personal del contratista previamente a la entrada de dicho personal en obra.

3.17. Formación e información en SS

La formación e información de los trabajadores en los riesgos laborales y en los métodos de trabajos seguro a utilizar son fundamentales para el éxito de la prevención de los riesgos laborales y realizar la obra sin accidentes. Por ello, los trabajadores serán informados (Art.18 LPRL), y recibirán la pertinente formación teórica y práctica, suficiente, adecuada y acorde a lo requerido en el vigente Convenio General del Sector de la Construcción 2007/2011, a fin de satisfacer el Art.12 del RD 1109/2007. Así, todos los trabajadores tendrán conocimiento de los riesgos propios de su actividad laboral y las correctas conductas de uso de las protecciones colectivas y de los equipos de protección individual.

3.18. Sanciones

La Propiedad podrá adoptar medidas sancionadoras a aquellas empresas que de forma reiterada incumplan las Normas de Seguridad. Medidas disciplinarias que La Propiedad puede adoptar unilateralmente (siendo compatibles e independientes de las que puedan ser impuestas a las empresas por otras circunstancias contempladas en la legislación vigente):

- Prohibición de acceso a la obra
- Retenciones económicas vía facturación
- Resolución del contrato, etc.

ANEXO IV – DOCUMENTACIÓN TÉCNICA

4.1. Módulos FV Canadian Solar KuMax CS3U-350P

NEW

CanadianSolar

**KuMax (1000 V / 1500 V)
SUPER HIGH EFFICIENCY
POLY^{GEN4} MODULE
CS3U-345|350|355|360P**

With Canadian Solar's industry leading black silicon cell technology and the innovative LIC (Low Internal Current) module technology, we are now able to offer our global customers high power poly modules up to 360 W.

The KuMax poly modules with a dimension of 2000 x 992 mm, close to our 72 cell MaxPower modules, have the following unique features:

- **Higher** power classes for equivalent module sizes
- **High** module efficiency up to 18.15 %
- **LOW** hot spot temperature risk
- **LOW** temperature coefficient (Pmax): -0.38 % / °C
- **LOW** NMOT (Nominal Module Operating Temperature): 43 ± 2 °C

More power output thanks to low NMOT: 43 ± 2 °C

Low power loss in cell connection

Safer: lower hot spot temperature

Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa

Low BoS cost with 1500 V_{DC} system voltage

25 years linear power output warranty

10 years product warranty on materials and workmanship

PRODUCT CERTIFICATES*
IEC 61215 / IEC 61730; 2005 & 2016; VDE / CE / UL 1703; CSA

* Please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific product certificates applicable in your market.

4.2. Inversor Huawei SUN2000-36KTL

Inversor de String Inteligente

SUN2000-36KTL



Inteligente

- monitorización inteligente de 8 strings y resolución rápida de problemas.
- Soporte de comunicaciones por líneas de alimentación eléctrica (PLC).
- Soporte de diagnóstico inteligente de curvas I-V.

Eficiente

- Máxima eficiencia del 98,8%, eficiencia europea del 98,6% (@480Vac)
- Máxima eficiencia del 98,6%, eficiencia europea del 98,4% (@380Vac / 400Vac)
- 4 MPPT para adaptarse de manera versátil a distintas disposiciones

Seguro

- Desconexión de CC integrada; mantenimiento seguro y práctico.
- Unidad de monitorización de la intensidad Residual (RCMU) integrada.
- Diseño sin fusibles.

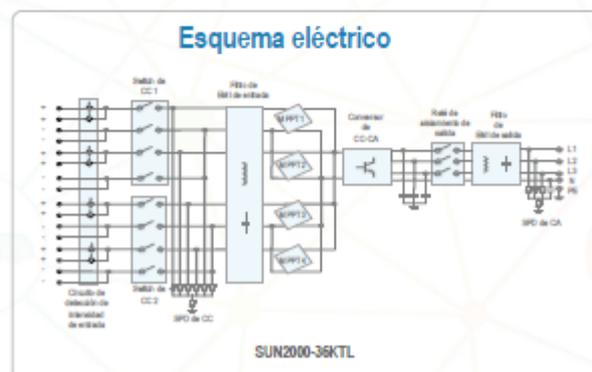
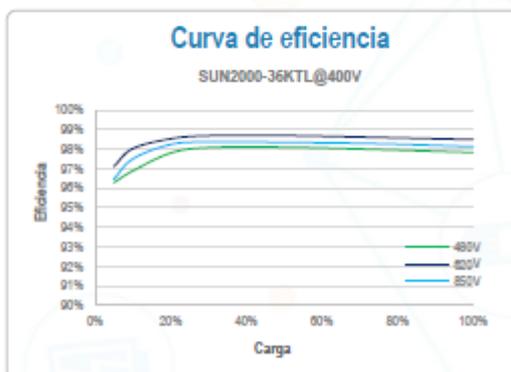
Confiable

- Tecnología de enfriamiento natural.
- Clase de protección IP65.
- Protectores de sobrecorriente tipo II tanto para CC como para CA.



Inversor de String Inteligente (SUN2000-36KTL)

Especificaciones técnicas	SUN2000-36KTL
	Eficiencia
Eficiencia máxima	98.8% @480 Vac; 98.6% @380 Vac / 400 Vac
Eficiencia europea	98.6% @480 Vac; 98.4% @380 Vac / 400 Vac
	Entrada
Máx. tensión de entrada	1,100 V
Máx. intensidad por MPPT	22 A
Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT	30 A
Tensión de entrada inicial	250 V
Rango de tensión de operación de MPPT	200 V ~ 1000 V
Tensión nominal de entrada	620 V @380 Vac / 400 Vac; 720 V @480 Vac
Máx. cantidad de entradas	8
Cantidad de MPPT	4
	Salida
Potencia nominal activa de CA	36,000 W
Máx. potencia aparente de CA	40,000 VA
Máx. potencia activa de CA (cosφ=1)	Default 40,000 W; 36,000 W optional in settings
Tensión nominal de salida	220 V / 380 V, 230 V / 400 V, default 3W-N+PE; 3W-PE optional in settings
Frecuencia nominal de red de CA	277V / 480 V, 3W-PE 50 Hz / 60 Hz
Intensidad de salida nominal	54.6 A @380 Vac, 52.2 A @ 400 Vac, 43.4 A @480 Vac
Máx. intensidad de salida	60.8 A @380 Vac, 57.8 A @400 Vac, 48.2 A @480 Vac
Factor de potencia ajustable	0.8 LG ... 0.8 LD
Máx. distorsión armónica total	< 3%
	Protección
Dispositivo de desconexión del lado de entrada	Si
Protección contra funcionamiento en isla	Si
Protección contra sobrintensidad de CA	Si
Protección contra polaridad inversa de CC	Si
Monitorización de fallos en strings de sistemas fotovoltaicos	Si
Protector contra sobrintensidad de CC	Tipo II
Protector contra sobrintensidad de CA	Tipo II
Detección de aislamiento de CC	Si
Unidad de monitorización de la intensidad Residual	Si
	Comunicación
Visualización	Indicadores LED, Bluetooth + APP
RS485	Si
USB	Si
Comunicación por línea de alimentación eléctrica (PLC)	Si
	General
Dimensiones (ancho x altura x profundidad)	930 x 550 x 283 mm (36.6 x 21.7 x 11.1 pulgadas)
Peso (con soporte de montaje)	62 kg (136.7 lb.)
Rango de temperatura de operación	-25 °C ~ 60 °C (-13°F ~ 140°F)
Enfriamiento	Convección natural
Altitud de operación	4,000 m (13,123 ft.)
Humedad relativa	0 ~ 100%
Conector de CC	Amphenol Helios H4
Conector de CA	Terminal de PG resistente al agua + Conector OT
Calse de protección	IP65
Topología	Sin transformador
	Cumplimiento de normas (Más información disponible a pedido)
Certificado	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, IEC62116
Código de red	IEC 61727, BDEW 2008, G59/3, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD661/2007, RD 1699/2011, RD 413/2014, PO 12.3, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, PEA, MEA, Resolución No.7, NRS 097-2-1



4.3. Inversor Huawei SUN2000-60KTL



Inversor de String Inteligente

SUN2000-60KTL-M0



Inteligente

- monitorización inteligente de 12 strings y resolución rápida de problemas.
- Soporte de comunicaciones por línea de alimentación eléctrica (PLC).
- Soporte de diagnóstico inteligente de curvas I-V.

Eficiente

- Máxima eficiencia del 98,9%, eficiencia europea del 98,7% (@480Vac)
- Máxima eficiencia del 98,9%, eficiencia europea del 98,7% (@380Vac / 400Vac)
- 6 MPPT para adaptarse de manera versátil a distintas disposiciones

Seguro

- Desconexión de CC integrada; mantenimiento seguro y práctico.
- Unidad de monitorización de la intensidad Residual (RCMU) integrada.
- Diseño sin fusibles.

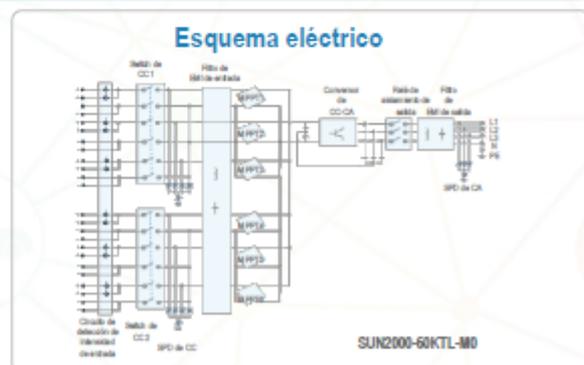
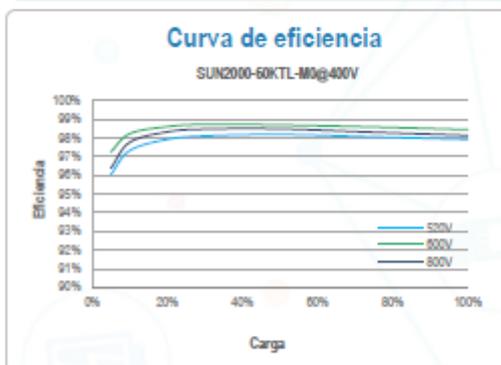
Confiable

- Tecnología de enfriamiento natural.
- Clase de protección IP65.
- Protectores de sobreintensidad tipo II tanto para CC como para CA.



Inversor de String Inteligente (SUN2000-60KTL-M0)

Especificaciones técnicas	SUN2000-60KTL-M0
	Eficiencia
Eficiencia máxima	98.9% @480 Vac; 98.7% @380 Vac / 400 Vac
Eficiencia europea	98.7% @480 Vac; 98.5% @380 Vac / 400 Vac
	Entrada
Máx. tensión de entrada	1,100 V
Máx. intensidad por MPPT	22 A
Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT	30 A
tensión de entrada inicial	200 V
Rango de tensión de operación de MPPT	200 V~1,000 V
tensión nominal de entrada	600 V @380 Vac / 400 Vac; 720 V @480 Vac
Máx. cantidad de entradas	12
Cantidad de MPPT	6
	Salida
Potencia nominal activa de CA	60,000 W
Máx. potencia aparente de CA	66,000 VA
Máx. potencia activa de CA (cosφ=1)	66,000 W
tensión nominal de salida	220V / 380V, 230V / 400V, default 3W-N-PE; 3W-PE optional in settings 277V / 480V, 3W-PE
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz
intensidad de salida nominal	91.2 A @380 Vac, 86.7 A @400 Vac, 72.2 A @480 Vac
Máx. intensidad de salida	100 A @380 Vac, 95.3 A @400 Vac, 79.4 A @480 Vac
Factor de potencia ajustable	0.8 LG ... 0.8 LD
Máx. distorsión armónica total	< 3%
	Protección
Dispositivo de desconexión del lado de entrada	Si
Protección contra funcionamiento en isla	Si
Protección contra sobrintensidad de CA	Si
Protección contra polaridad inversa de CC	Si
monitorización de fallos en strings de sistemas fotovoltaicos	Si
Protector contra sobrintensidad de CC	Tipo II
Protector contra sobrintensidad de CA	Tipo II
Detección de aislamiento de CC	Si
Unidad de monitorización de la intensidad Residual	Si
	Comunicación
Visualización	Indicadores LED, Bluetooth + APP
RS485	Si
USB	Si
Comunicación por línea de alimentación eléctrica (PLC)	Si
	General
Dimensiones (ancho x altura x profundidad)	1,075 x 555 x 300 mm (42.3 x 21.9 x 11.8 pulgadas)
Peso (con soporte de montaje)	74 kg (163.1 lb.)
Rango de temperatura de operación	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Entorno	Convección natural
Altitud de operación	4,000 m (13,123 ft.)
Humedad relativa	0 ~ 100%
Conector de CC	Amphenol Helios H4
Conector de CA	Terminal de PG resistente al agua + Arendele
Clase de protección	IP65
Topología	Sin transformador
	Cumplimiento de normas (Más información disponible a pedido)
Certificado	EN 62109-1-2, IEC 62109-1-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 62910, IEC 60068, IEC 61683
Código de red	IEC 61727, VDE 4105/0126, UTE C 15-712-1, EN 50438, CLOUTS 50549-1, CEI 0-16/21, C10/11, RD 1699, PO 12.9



4.4. Cableado



revi@grupo-revi.com
+34 988 215 454
grupo-revi.com

Cable eléctrico Cable 06/1 Kv Flexible
REVIFLEX RV-K 0,6/1kV



Cables unipolares y multipolares con conductor flexible, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de PVC.

Aplicaciones

Adecuados para el transporte y distribución de energía eléctrica en instalaciones fijas protegidas o no. Adecuados para instalaciones interiores y exteriores, sobre soportes, al aire, en tubos o enterrados

Características

Aislamiento	 Polietileno reticulado tipo DIX 3 según UNE-HD-603-1
Clasificación CPR	 Eca
Colores	 Negro
Comportamiento fuego	 No propagador de la llama de acuerdo con UNE-EN 60332-1-2
Conductor	 Cobre clase 5 según UNE-EN 60228
Cubierta	 PVC tipo DMV18 según UNE-HD 603-1
Embalaje	 Rollos de 100m plastificados y bobinas
Identificación unipolar	 Colores
Norma	 UNE 21123-2
Secciones	 1x 1.5 a 300mm², 2, 3, 4, 5 x 1.5 a 50mm², 7, 10 y 12, 14, 16, 19, 24, 27, 30, 37, 44, 52 y 61 x 1.5 y 2.5 mm², 7, 10 y 12 x 4mm² x 4 mm
Temperatura	 90°C
Tensión de ensayo	 4000V
Tensión nominal	 0.6/1kV

Datos técnicos

Seccion mm ²	Espesor aislamiento mm	Diametro mm	Resistencia a 20 °C Ohm/km
1,5	0,7	5,7	13,3
2,5	0,7	6,2	7,98
4	0,7	6,5	4,95
6	0,7	7,6	3,3
10	0,7	8,6	1,91
16	0,7	9,6	1,21
25	0,9	11,4	0,78
35	0,9	12,5	0,554
50	1	14,5	0,386
70	1,1	16,4	0,272



revi@grupo-revi.com
+34 988 215 454
grupo-revi.com

Cable eléctrico Cable 06/1 Kv libre halogenos **ECOREVI RZ1-K 0,6/1kV (AS)**



Cables unipolares y multipolares con conductor flexible, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de poliolefina.

Aplicaciones

Adecuados para el transporte y distribución de energía eléctrica en instalaciones fijas protegida o no. Adecuado para instalaciones interiores y exteriores, sobre soportes, al aire, en tubos o enterrados. Especialmente adecuados para instalaciones en locales donde se requiera una baja emisión de humos y gases corrosivos en caso de incendio, por ejemplo en locales de pública concurrencia.

Características

Aislamiento	 Polietileno reticulado Tipo DIX 3 según UNE-HD 603-1
Colores	 Verde
Comportamiento fuego	 No propagador de la llama según UNE-EN 60332-1-2, No propagador del incendio de acuerdo con EN 60332-3-24, Baja opacidad de humos según EN 61034-2, Libre de halógenos según UNE-EN 50525-1 Anexo B
Conductor	 Cobre clase 5 según UNE-EN 60228
Cubierta	 Poliolefina ignifugada de acuerdo con UNE 21123-4
Embalaje	 Rollos de 100 m plastificados ó bobinas
Identificación unipolar	 Colores
Norma	 UNE 21123-4
Secciones	 1x 1.5 a 300mm², 2, 3, 4, 5 x 1.5 a 50mm², 7, 10 y 12, 14, 16, 19, 24, 27, 30, 37, 44, 52 y 61 x 1.5 y 2.5 mm², 7, 10 y 12 x 4mm² x 4 mm
Temperatura	 90°C
Tensión de ensayo	 3500V
Tensión nominal	 0.6/1kV

Datos técnicos

Seccion mm ²	Espesor aislamiento mm	Diametro mm	Resistencia a 20 °C Ohm/km
1,5	0,7	5,7	13,3
2,5	0,7	6,2	7,98
4	0,7	6,5	4,95
6	0,7	7,6	3,3
10	0,7	8,6	1,91

16	0,7	9,6	1,21
25	0,9	11,4	0,78
35	0,9	12,5	0,554
50	1	14,5	0,386
70	1,1	16,4	0,272
95	1,1	18,5	0,206
120	1,2	20,7	0,161
150	1,4	22,5	0,129
185	1,6	25,2	0,106
240	1,7	28,3	0,0801
300	1,8	30,9	0,0641



Cable eléctrico Cable 300/500 V - 450/750 V Flexible
C.U.FLEX H07V-K

revi@grupo-revi.com
 +34 988 215 454
 grupo-revi.com



Cables unipolares sin cubierta con conductor flexible con aislamiento de PVC.

Aplicaciones

Instalación en conductos situados sobre superficies, empotrados y en sistemas cerrados análogos.

Características

Aislamiento	(A) PVC T11 según UNE-EN 50363-1
Clasificación CPR	(CPR) Eca
Colores	(C) Negro, marrón, gris, azul, amarillo-verde, rojo, blanco, naranja, rosa, violeta y turquesa.
Comportamiento fuego	(F) No propagador de la llama de acuerdo con UNE-EN 60332-1-2
Conductor	(C) Cobre clase 5 según UNE-EN 60228
Embalaje	(R) 1.5 rollos de 200m plastificados, las demás secciones de rollos de 100m
Identificación unipolar	(N) Colores
Norma	(N) UNE-EN 50525-2-31
Secciones	(+) 1.5 a 50 mm ²
Temperatura	(T) 70°C
Tensión de ensayo	(U) 2500V
Tensión nominal	(V) 450/750V

Datos técnicos

Sección mm ²	Espesor mm	Diámetro mm	Resistencia a 20 °C Ohm/km	Peso aprox. Kg/Km
1,5	0,7	3	13,3	19
2,5	0,8	3,6	7,98	31
4	0,8	4,2	4,95	47
6	0,8	4,8	3,3	70
10	1	6,25	1,91	120
16	1	7,3	1,21	190
25	1,2	9,1	0,78	297
35	1,2	10,3	0,554	400
50	1,4	12,65	0,386	560
70	1,4	14,1	0,272	785
95	1,6	16,4	0,206	1025

4.5. Smartlogger 1000 - Huawei

SmartLogger 1000



Smart

Active & reactive power control



Simple

Including up to 80 inverters



Reliable

Max. communication range 1,000m

Technical Specification	SmartLogger 1000
Device Management	
Max. Number of Manageable Devices	80
Max. Number of Manageable Smart Inverters	80
Communication Interface	
Electrical Ethernet	ETH x 1, 10 / 100 Mbps
RS485	COM x 3, 2400 / 4800 / 9600 / 19200 / 115200 bps
Digital / Analog Input / Output	DI x 4, DO x 3, AI x 2
Communication Protocol	
Ethernet	Modbus-TCR, IEC 60870-5-104
RS485	Modbus-RTU, IEC 60870-5-103 (standard), DL / T645
Interaction	
LCD	3.5 inch Graphic LCD
LED	LED Indicator x 3
WEB	Embedded WEB
USB	USB 2.0 x 1
Environment	
Operating Temperature Range	-20°C ~ 60°C (-4°F ~ 140°F)
Relative Humidity (Non-condensing)	5% ~ 95%
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Electrical	
Power Supply	100 V ~ 240 V, 50 Hz / 60 Hz
Power Consumption	Typical 3 W, Max. 7 W
Mechanical	
Dimensions (W x H x D)	225 x 140 x 50 mm (8.9 x 5.5 x 2.0 inch)
Weight	0.5 kg (1.1 lb.)
Protection Degree	IP20
Installation Options	Wall Mounting, DIN Rail Mounting, Tabletop Mounting

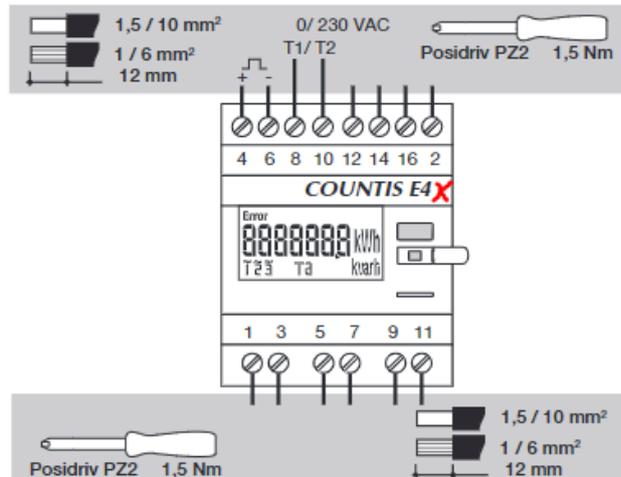
The text and figures reflect the current technical state at the time of printing. Subject to technical changes. Errors and omissions excepted. Huawei assumes no liability for mistakes or printing errors. For more information, please visit solar.huawei.com. Version No.:01-(20190126)

SOLAR.HUAWEI.COM

4.6. Contador bidireccional SOCOMEC COUNTIS E40

COUNTIS E

Contadores de energía activa y reactiva



Contadores inteligentes para un ahorro visible

Como un primer paso hacia el ahorro energético, los contadores inteligentes no solo toman lecturas de consumo, sino que estos equipos tienen una gran precisión y permiten medir a la vez otros parámetros eléctricos importantes para la gestión de costes energéticos.

Combinando contadores COUNTIS E con concentradores de impulsos COUNTIS ECi y un software de gestión energética VERTELIS, se beneficiarán de un sistema completo para centralizar y monitorizar de una manera sencilla sus consumos. De esta manera, podrá reducir sus costes energéticos rápidamente.

Visualice la información allí donde la necesita

El simple hecho de saber exactamente cuanta energía se está consumiendo ya le permite **reducir significativamente algunos costes**. Todos los equipos COUNTIS E tienen una pantalla retroiluminada y opcionalmente disponen de comunicación. De esta manera podrá consultar los consumos de manera remota o bien directamente sobre el equipo en el cuadro eléctrico.

Medida fiable y precisa

Los COUNTIS E, conformes a la directiva MID, permiten garantizar la precisión y la fiabilidad del recuento, **algo obligatorio en las aplicaciones de refacturación de energía**. Nuestros productos están sujetos a unas exigencias de calidad que aseguran una precisión en los valores mostrados y tienen la posibilidad de ser precintados para prevenir modificaciones.

Trifásico TC/5 A		
E40/E41/E42 Impulsos	E43/E44 Modbus	E45/E46 M-BUS

• (E42)	• (E44)	• (E46)
	•	
		•
4 módulos	4 módulos	4 módulos
230 ... 400 VAC	230 ... 400 VAC	230 ... 400 VAC

•/•	•/vía COM (E44)	•/vía COM (E46)
•/-	•/vía COM	•/vía COM
	hasta 4 vía COM	hasta 4 vía COM
	vía COM	vía COM
	vía COM	vía COM
	vía COM	vía COM
	• (E43)	• (E45)

clase 1	clase 1	clase 1
clase 2	clase 2	clase 2
clase C (E42)	clase C (E44)	clase C (E46)

•	•	•
configurable		
• (E42)	• (E44)	• (E46)
•	•	•
•	•	•

E40: 4850 3008	E43: 4850 3017	E45: 4850 3027
E41: 4850 3009	E44: 4850 3014	E46: 4850 3028
E42: 4850 3015		
4850 304U		



Precinto antifraude MID

Los COUNTIS E conformes a la directiva MID permiten garantizar la precisión y la fiabilidad del recuento, algo obligatorio en las aplicaciones de refacturación de energía. Disponen de elementos de seguridad para prevenir el fraude o el acceso a diferentes funciones (por ejemplo reset). **La gama COUNTIS E tiene el certificado MID "módulo B+D" atestiguando que el diseño y el proceso de fabricación de los productos ha sido ensayado por un laboratorio acreditado externo.**

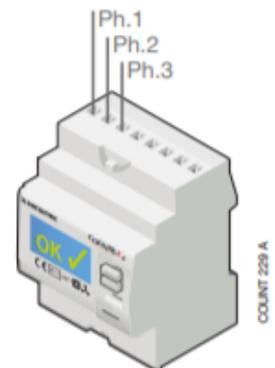
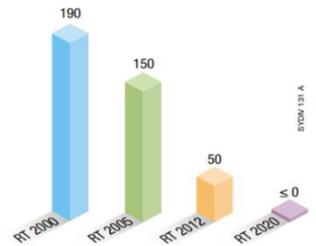
¡Preparado para normativas de eficiencia energética!

Las diferentes normativas, especialmente para los sectores terciario y edificación, tienden a regular el consumo energético y calificar los edificios en función de su eficiencia. Por ello, se recomienda una acción en tres niveles: **la medida de los consumos energéticos, la modificación del comportamiento del usuario y el diseño óptimo del edificio y las instalaciones.** Los equipos COUNTIS E, DIRIS A, DIRIS N, Línea RETROFIT y el software de gestión VERTELIS responden perfectamente a las exigencias de estas normativas.

Comunicación en todos los modelos

Todos los contadores COUNTIS E tienen integrada una salida de impulsos o una comunicación en protocolo Modbus o M-BUS. La comunicación le permitirá:

- centralizar los consumos
- configurar los equipos remotamente vía el software Easy Config
- acceder a los consumos horarios (según periodo de facturación) para una información detallada de los consumos
- visualizar más parámetros eléctricos: I, V, P, Q, S y FP.



Conexión garantizada

Todos los productos COUNTIS E están protegidos frente a conexiones erróneas. La puesta en servicio es más rápida y el funcionamiento correcto del contador está asegurada.

SEDE CENTRAL

GRUPO SOCOMECC

S.A.SOCOMECC con un capital social de 10 816 800€
R.C.S. Strasbourg B 548 500 149
B.P. 60010 - 1, rue de Westhouse
F-67235 Benfeld Cedex - FRANCE
Tel. +33 3 88 57 41 41
Fax +33 3 88 74 08 00
info.scp.isd@socomecc.com

www.socomecc.es

4.7. Conducciones

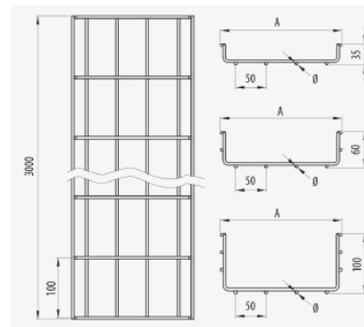


FICHA TÉCNICA DE PRODUCTO

Rejiband. Bandejas de Rejilla

21/12/2019

Rejiband 35



Descripción

Bandeja de rejilla de acero de 35 mm de altura, con protección superficial, o inoxidable AISI 304 o 316L con borde de seguridad para soporte y conducción de cables. La bandeja portacables Rejiband® esta compuesta de varillas electrosoldadas en malla que proporcionan una gran resistencia y elasticidad. La facilidad en el montaje, gracias a su flexibilidad y a su sistema Click de conexión rápida sin tornillos para soportes y accesorios, permite ahorrar material y coste de mano de obra. Fabricada según normativa internacional IEC 61537. Su amplia variedad de tamaños y acabados facilita la elección mas adecuada según las necesidades de cada instalación.

Ventajas

Gran resistencia y elasticidad, adaptable a cada instalación proporcionando un ahorro superior al 30% en el montaje.

Borde de seguridad redondeado que evita el daño sobre los cables y el instalador.

Marcado N de Aenor, Certificado UL, Certificado IECC CB de acuerdo con la norma IEC 61537.

Resistencia al fuego E90 (90 minutos, 1000 °C) según DIN 4102-12.

Altura del ala de 35 mm y ancho disponible en 60, 100, 150, 200, 300 y 400 mm con una amplia gama de accesorios.

Aplicaciones

Canalización, transporte y distribución de cables en Instalaciones eléctricas y/o de telecomunicaciones en: Obras civiles, Túneles, Parkings, Edificios Públicos, Centros Comerciales, Centro de Proceso de Datos, Infraestructuras, Aeropuertos, Líneas de Metro, Tren. Sector Terciario y aplicaciones industriales: Navales, Petroquímica, Textil, Químicas, Alimentaria. Aplicaciones interiores en atmósfera seca o exteriores con ambientes húmedos según acabados.

Soluciones



INDUSTRIA ALIMENTARIA | INDUSTRIA QUIMICA FARMACEUTICA | INDUSTRIA PETROQUÍMICA | ENERGÍA | FOTOVOLTAICA | CENTROS DE DATOS | EDIFICACIÓN. TERCIARIO

Características técnicas principales

Ⓜ AISI 304, AISI 316L, Bycro (BC), C8, E.Z., G.C. |
 Ⓜ 35 |
 Ⓜ 100, 150, 200, 300, 400, 60 |
 Ⓜ 20 |
 Ⓜ -50°/150° |
 ETIM |
 EC000853



www.pemsa-rejiband.com



Toda información incluida en este documento es propiedad de Pemsa®. Dicha información no podrá ser reproducida, total o parcialmente, ni divulgada a terceros, ni utilizada para cualquier otro propósito, sin consentimiento previo y expreso y por escrito de Pemsa®. Todos los derechos de Propiedad Intelectual e Industrial que eventualmente puedan recaer sobre esta documentación, incluyendo Know-how, patentes, diseño industrial o cualesquiera otros derechos, pertenecen a Pemsa®. Pemsa, Rejiband, Pemsaband, Inducanal, Rejitech, Megaband, Pemsaflex son marcas registradas propiedad de Pemsa Cable Management, S.A.



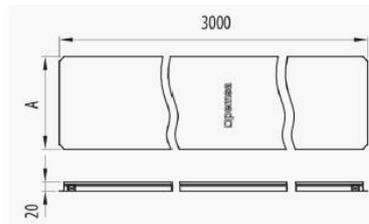
FICHA TÉCNICA DE PRODUCTO

Accesorios de montaje

21/12/2019

Tapa Recta

1/4



Descripción

Tapa ciega recta metálica destinada a cubrir los tramos rectos de las bandejas metálicas de rejilla Rejiband®, de chapa Pemsaband® o Inducanal® y de escalera Megaband® consiguiendo mantener a salvo para protección del cableado. Montaje a presión (sin tornillos ni fijaciones). La tapa permanece fija, incluso en posición vertical. Dispone en el extremo de una prolongación de solape que mejora el acoplamiento y estanqueidad de dos tramos rectos de tapa. Fabricada en acero, disponible en diversos acabados y tamaños.

Ventajas

Óptimo ajuste de la tapa sobre las bandejas metálicas otorgándoles una gran protección.

Se instala a presión sin necesidad de ninguna fijación.

Acceso sencillo a zonas concretas en caso de tener que realizar alguna modificación en la instalación eléctrica.

Si se combina la tapa con la bandeja de chapa se convierte en Canal protectora en grado IP2X para Pemsaband® e IP4X para Inducanal®.

Disponible en varios acabados: galvanizado sendzimir, galvanizado en caliente y acero inoxidable AISI304 y AISI 316L.

Aplicaciones

Recomendada para la protección del cableado eléctrico y de telecomunicaciones alojado en bandejas Rejiband®, Pemsaband® y Megaband® en instalaciones eléctricas y de telecomunicaciones en edificios públicos, infraestructuras y obras civiles, instalaciones industriales o sector terciario.

Características técnicas principales

Ⓜ AISI 304, AISI 316L, G.C., G.S.	📏 100, 150, 200, 300, 400, 450, 500, 60, 600	👉 3	🛡️ IP44	🌡️ -50°/ 150°
ETIM	EC002403			
⚡ A1 No combustible				



www.pemsa-rejiband.com



Toda información incluida en este documento es propiedad de Pemsa®. Dicha información no podrá ser reproducida, total o parcialmente, ni divulgada a terceros, ni utilizada para cualquier otro propósito, sin consentimiento previo y expreso por escrito de Pemsa®. Todos los derechos de Propiedad Intelectual e Industrial que eventualmente puedan recaer sobre esta documentación, incluyendo Know-how, patentes, diseño industrial o cualesquiera otros derechos, pertenecen a Pemsa®. Pemsa, Rejiband, Pemsaband, Inducanal, Rejitech, Megaband, Pensaeflex son marcas registradas propiedad de Pemsa Cable Management, S.A.

4.8. Protecciones

Descubra la nueva gama DPX³ en legrand.es



APARATOS	DPX ³ 160 magnetotérmico				DPX ³ 250 magnetotérmico											
Montaje	Sobre perfil o placa				Sobre perfil o placa											
Poder de corte (kA) (NF EN/IEC 60947-2)	16 kA	25 kA	36 kA	50 kA	25 kA	36 kA	50 kA	70 kA								
380/415 V~	16	25	36	50	25	36	50	70								
220/240 V~	25	35	50	65	40	60	100	100								
Poder de corte en servicio Ics (% Icu)	100	100	100	100	100	100	100	100								
Características de funcionamiento																
Frecuencia nominal	50/60 Hz															
Tensión nominal máxima de funcionamiento	690 V (500 V con dif.)				690 V (500 V con dif.)											
Categoría de utilización	A				A											
Ajuste protección magnetotérmica																
	Térmica				0,8 a 1 In											
	Magnética				10 In											
Ajuste protección electrónica																
Intensidad nominal (In) a 40 °C (A)																
In (A)	16	25	40	63	80	100	125	160	100	160	200	250				
Fase	16	25	40	63	80	100	125	160	100	160	200	250				
N	16	25	40	63	80	100	125	160	100	160	200	250				
N/2	-	-	-	-	-	-	63	100	-	-	-	160				
Umbral magnético (Im) (A)⁽²⁾ de los DPX³																
									Fijo				Regulable			
In (A)	16	25	40	63	80	100	125	160	100	160	200	250				
Fase	400	400	400	630	800	1000	1250	1600	125-250	200-400	315-630	500-1000				
N	400	400	400	630	800	1000	1250	1600	125-250	200-400	315-630	500-1000				
N/2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Resistencia (ciclos)																
Eléctrica	8000				8000											
Mecánica	25000				20000											
Diferencial electrónico																
Tipo	Sin o integrado				Sin o integrado											

RGU-10

Relé diferencial electrónico con transformador externo Serie WG

Descripción

Relé electrónico de protección diferencial serie **WG**, para conectar a los transformadores externos serie **WG / WGC**. Relé tipo A superinmunizado, con filtrado de corrientes de alta frecuencia y alta inmunidad. Medida en verdadero valor eficaz (TRMS).

- Visualización de datos por display
- Dispone de dos salidas programables independientes (principal y prealarma)
- Entrada externa para funciones de telemando (230 Vc.a.)

Aplicaciones

Los relés **RGU-10** asociados a los transformadores **WG** permiten una protección diferencial inteligente. Por sus características de diseño aseguran la máxima seguridad y continuidad en el servicio eléctrico, evitándose disparos intempestivos.

El poder de visualizar el valor de fuga instantánea en el display, conjuntamente con las indicaciones de la prealarma, permite tener información del estado de las líneas que se protegen, y realizar un buen mantenimiento preventivo.

Además, la versión **RGU-10 C** con comunicaciones RS-485, conjuntamente con el software PowerStudio añade la supervisión centralizada en tiempo real, así como registro de históricos para su posterior análisis.

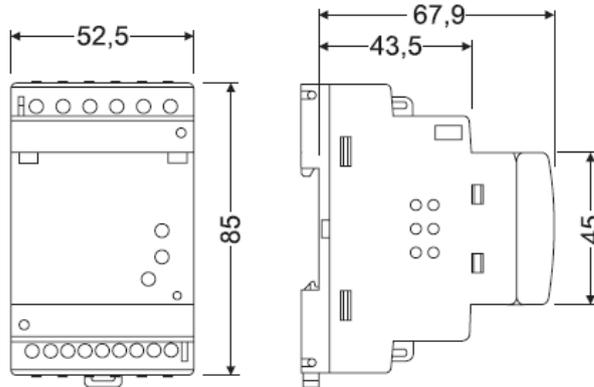


Compatible con los transformadores diferenciales **WGC**

Características técnicas

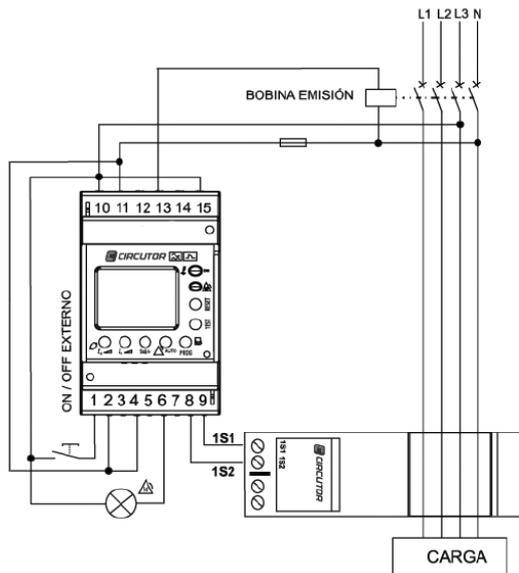
Protección	Clase	A superinmunizada
	Medida	Verdadero valor eficaz (TRMS)
	Sensibilidad	0,03 ... 3 A 0,03 ... 30 A (PROGRAMACIÓN)
	Retardo	Tiempo definido: 0,02 ... 10 s Curva inversa: Instantánea o selectiva
	Transformador diferencial	Externo, Serie WG / WGC
	Test y Reset	Mediante pulsadores incorporados, T y R
	Control Remoto	Posibilidad de Test externo
	Elemento de corte asociado	Contacto o Magnetotérmico + bobina de disparo
	Indicación por LED	Tensión alimentación Disparo por fuga Desconexión transformador externo Prealarma
	Visualización por display	Corriente por disparo (display rojo cuando dispara) Programación de parámetros Corriente de fugas instantánea Desconexión transformador externo
	Señalización remota	Prealarma Visualizaciones de parámetros mediante comunicaciones RS-485 (RGU-10 C)
	Control de elemento de corte	Mediante un relé conmutado NA/NC, según conexión con elemento de corte
	Características eléctricas	Alimentación auxiliar
Contactos de salida		250 Vc.a., 6 A
Temperatura de uso		-10 ... +50 °C
Características mecánicas	Fijación	Carril DIN 46277 (EN 50022)
	Dimensiones	3 módulos
	Peso	236 g
	Grado de protección	Bornes IP 20, trascuadro IP 41
Normas	IEC 60947-2, IEC 60755, IEC 61008, IEC 62020	

Dimensiones

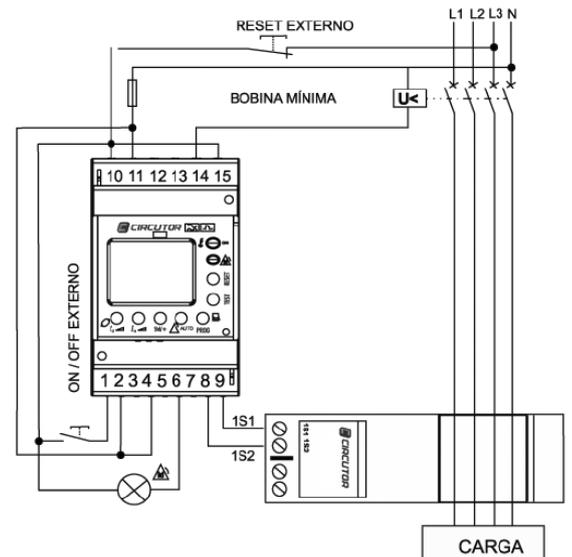


Conexiones

Bobina de emisión



Bobina mínima



P Protección y Control

WGC series

Transformadores diferenciales optimizados para la instalación

Transformadores diferenciales



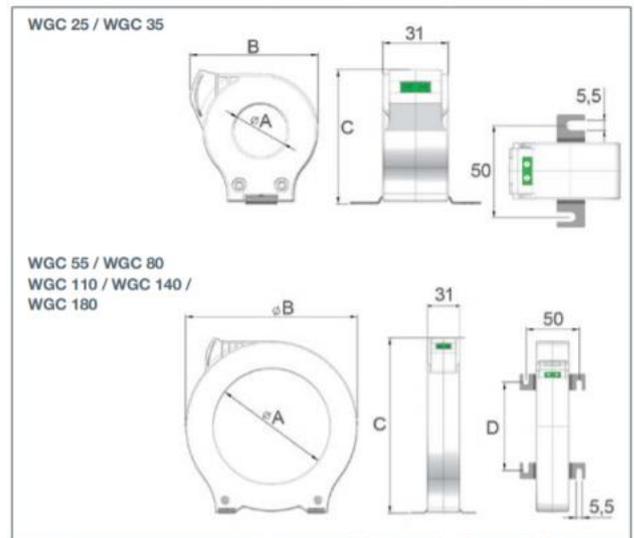
Tecnología para la eficiencia energética

Más inmunizados

Dimensiones

Las dimensiones y formas adoptadas permiten una buena optimización del espacio físico en los cuadros eléctricos, manteniendo las garantías de aislamiento. La introducción de nuevos diámetros interiores determina la posibilidad de potenciar esta característica acorde con el nivel de cableado de la instalación eléctrica.

Dimensiones



Modelo	A	B	C	D
WGC 25	25	60,5	64	
WGC 35	35	70,5	75,5	
WGC 55	55	92	98	38
WGC 80	80	124,5	130	60
WGC 110	110	163	168	84,5
WGC 140	140	201	206	110
WGC 180	180	252	256	144

Transformadores diferenciales

En esta nueva gama se presentan una serie de mejoras pensando sobretodo en la instalación de los equipos en cuadros de distribución. Además de las fijaciones habituales para su instalación, se añade la posibilidad de hacerlo en carril DIN mediante accesorio, con lo que facilitamos su instalación. Los transformadores

Los transformadores **WGC** disponen de un accesorio para carril DIN que facilita aun más su instalación.



Conexión con borne de 2 hilos que facilita la instalación.



Características técnicas

Aislamiento eléctrico	Seguridad	IEC 60664-1 / IEC 60664-3
	Tensión Máxima asignada de servicio	720 V
	Tensión Impulso asignada / polución	3 kV / III
Circuito de medida	Relación de transformación asignada, K_n	30 / 0,06 A
	Precisión en la medida	10 ... 15%
	Corriente térmica continua	60 A
	Corriente térmica de cortocircuito, I_{th}	1,8 kA / 1 seg
	Corriente dinámica, I_{dyn}	2.5 I_{th}
Condiciones de trabajo	Temperatura de trabajo	-20 ... +70° C
	Humedad relativa	95%
	Altitud máxima	2000 m
Características mecánicas	Protección terminales	IP 20 (IEC 60529)
	Fijaciones atornillables	M-5
	Carril DIN (con accesorio)	Ver código
	Material carcasa / color	Lexan 923 / RAL 7035
	Clase de autoextinguibilidad	UL 94V-0
	Normativa producto	IEC 60044-1
Conexión	Tipo de conexión dos hilos (S1-S2)	Terminal atornillable (tipo tornillo pzl)
	Dimensiones conductores rígidos/flexibles	0,1 a 2,5 mm ² / 27 ... 12 AWG
Conexión a dispositivos de protección y medida (RCD, RCM)	Cableado de sección de hilo ≥ 1 mm ²	0 ... 1 m
	Cableado de sección de hilo trenzado y apantallado ≥ 1 mm ²	0 ... 10 m
Código	P10151	WGC 25
	P10152	WGC 35
	P10153	WGC 55
	P10154	WGC 80
	P10155	WGC 110
	P10156	WGC 140
	P10157	WGC 180
	P10158	WGC 220x105
	P10159	WGC 350x150
	P10160	WGC 500x200
	P19921	PA-TC/WG *

* Accesorio para carril DIN



www.circutor.com

CIRCUTOR, SA - Vial Sant Jordi, s/n
08232 Viladecavalls (Barcelona) España
Tel. (+34) 93 745 29 00 - Fax: (+34) 93 745 29 14
central@circutor.com

DOCUMENTO C – PLIEGO DE CONDICIONES



ÍNDICE PLIEGO DE CONDICIONES

1.	Objeto	200
2.	Generalidades	200
3.	Condiciones de materiales y equipos	200
	3.1. Calidad de los materiales.....	200
	3.2. Módulos fotovoltaicos.....	201
	3.3. Estructura de soporte y fijación.....	201
	3.4. Inversor.....	202
	3.5. Aparamenta de protecciones.....	202
	3.6. Cableado.....	202
	3.6.1. Identificación de conductores.....	203
	3.6.2. Canalizaciones.....	203
	3.6.3. Cajas de empalme o derivación.....	203
	3.7. Puesta a tierra.....	203
4.	Conexión a red	204
5.	Armónicos y compatibilidad electromagnética	204
6.	Medidas	204
7.	Sistema de monitorización	204
8.	Transporte y acopio de materiales	204
9.	Recepción y pruebas	204
10.	Garantías	205
	10.1. Ámbito general de la garantía.....	205
	10.2. Plazos.....	205
	10.3. Condiciones económicas.....	205
11.	Mantenimiento	206

1. Objeto

El presente pliego de condiciones técnicas determina las condiciones mínimas aceptables para la adecuada ejecución de las obras de montaje del proyecto de 'Instalación fotovoltaica de autoconsumo de 96kW sobre cubierta de una planta industrial', especificadas en el correspondiente documento del proyecto y en base al PCT-C-REV-2011 del IDAE.

Estas obras se refieren al suministro e instalación de los materiales y elementos prefabricados necesarios para la construcción de una planta generadora de energía solar fotovoltaica y su conexión a red.

Las prescripciones aquí establecidas pueden estar sujetas a modificaciones o soluciones diferentes en base a los pliegos de condiciones particulares o por la propia naturaleza del desarrollo del proyecto, siempre que éstas queden suficientemente justificadas en su necesidad y no impliquen una disminución de las exigencias mínimas de calidad especificadas en este PCT.

2. Generalidades

La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la seguridad, así como la calidad del suministro. El funcionamiento de la instalación fv no deberá provocar averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable, ni condiciones peligrosas de trabajo para el personal de instalación, mantenimiento o explotación de la misma.

Los elementos situados en intemperie se protegerán contra agentes ambientales, en particular contra los efectos de la radiación solar, lluvia, tormentas y la humedad.

La instalación incluirá todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones de las personas y de los equipos de la instalación fv, según la aplicación de la legislación vigente.

Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, manuales, etc de los mismos estarán en alguna de las lenguas españolas oficiales, en el lugar de la instalación.

Una vez adjudicada la obra definitivamente y antes de la instalación el contratista presentará al técnico encargado aquellos catálogos, planos, cartas y documentos de los diferentes materiales.

3. Condiciones de materiales y equipos

3.1. Calidad de los materiales

La calidad de los materiales se ajustará a la "Norma Técnica para instalaciones de Baja y Media Tensión. Criterios Técnicos de Ejecución" (NT-IMBT 1400/0201/1) (DOGV NUM 1760 DE 7/04/1992). Además, todos los materiales y equipo empleados tendrán su marcado CE.

Todos los materiales empleados deberán ser de primera calidad y atenerse estrictamente a las especificaciones de este Pliego. No se podrán emplear materiales sin que previamente hayan sido aceptados por la Dirección de Obra, pudiendo ser éstos rechazados por la misma, aún después de colocados si no cumplen con las condiciones exigidas.

En el caso de que las marcas ofrecidas por el contratista no reúnan a juicio del director de obra suficiente garantía, éste escogerá el material, de fabricantes nacionales, y exigirá cuantas pruebas oficiales y certificados se precisen para comprobar con total exactitud que el material es idóneo para el trabajo al que se destinó.

Como principio general ha de asegurarse como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico Clase I en lo que afecta a los elementos del sistema: equipos generadores (módulos, inversores), materiales (cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento Clase II y un grado de protección mínimo IP65.

3.2. Módulo fotovoltaico

Todos los módulos que se incluyan en la instalación serán del mismo modelo, o en el caso de modelos distintos, el diseño debe garantizar completamente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de repercusiones perjudiciales a la instalación por dicha causa.

En aquellos casos excepcionales en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pertinentes pruebas y ensayos a los que a han sido sometidos. En cualquier caso, todo producto que no cumpla alguna de las especificaciones anteriores deberá contar con la aprobación expresa por parte de la dirección de la obra. En todos los casos deben cumplirse las normas vigentes.

Todos los módulos fv deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN-61215 para módulos de silicio cristalino, así como estar cualificados por algún laboratorio de reconocido prestigio, lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente.

El módulo llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo, nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

Los módulos escogidos deberán llevar diodos de derivación para evitar las posibles averías de la célula y sus circuitos por sombreados parciales, y la caja que los envuelve deberá tener un grado de protección IP65.

De estar compuestos por marcos laterales, éstos serán de aluminio o acero inoxidable. Y toda la estructura metálica del módulo se conectará a tierra.

Para que un módulo resulte aceptable, su potencia y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en torno al margen de 5% de las correspondientes a sus valores nominales de catálogo.

Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas, manchas, falta de alineación de las células, burbujas en el encapsulante u otras taras.

3.3. Estructura de soporte y fijación

La estructura soporte ha de resistir con los módulos instalados las sobrecargas del viento y la nieve u otros factores climatológicos, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la Edificación, según el RD 314/2006 y cumpliendo la norma MV-103.

El diseño y la construcción de la estructura y del sistema de fijación de los módulos permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

Los puntos de sujeción para el módulo fv serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y su posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo del módulo.

El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posibilidad de sustituciones de elementos, y de no provocar sombreado.

La estructura protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. Y la tornillería será realizada en acero inoxidable, cumpliendo con la norma MV106. En el caso de ser estructura galvanizada se admitirán también tornillos galvanizados. Siempre empleando el mismo material de la estructura.

Si está construido con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirá la norma MV-102 para garantizar todas sus características mecánicas y químicas. Y si es galvanizado en caliente, cumplirá la norma UNE-EN ISO 1461:2010.

3.4. Inversor

Actuará a modo de fuente de corriente autoconmutada, y será del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo del día.

El autoconsumo de los equipos (pérdidas en “vacío”) en “stand-by” o modo nocturno deberá ser inferior al 2% de su potencia nominal de salida.

Cumplirá con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética, ambas certificadas por el fabricante, con protecciones eléctricas frente a:

- Cortocircuitos en alterna
- Tensión de red fuera de rango
- Frecuencia de red fuera de rango
- Sobretensiones, mediante varistores, SPD, o similares.
- Perturbaciones de red como microcortes, pulsos, etc.
- Evitar funcionamiento en modo isla o aislado.

Dispondrá de los controles manuales y señalizaciones necesarias para su correcta operación, incorporando controles automáticos adecuados para su manejo, supervisión, reparación o mantenimiento. Así como una protección mínima IP30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles.

3.5. Aparamenta de protecciones

Se cumplirá con lo dispuesto en el vigente REBT y RD 1663/2000 (Art.11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

En conexiones a la red trifásica las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 Hz y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.

3.6. Cableado

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión superiores a 1,5% y calentamientos.

El cable deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de engancho por el tránsito de personas.

Todo el cableado de continua será de doble aislamiento (clase 2) y adecuado para su uso en intemperie, de acuerdo con la norma UNE 21123.

3.6.1. Identificación de los conductores

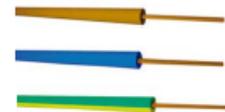
Será necesario identificar los circuitos y elementos eléctricos en las canalizaciones para la realización de posibles reparaciones, o mantenimiento. En la parte de continua se diferenciarán los dos conductores activos según los siguientes códigos de colores de sus envoltentes:

- Rojo para el conductor del polo positivo, con terminal hembra.
- Negro para el conductor del polo negativo, con terminal macho.



En la parte de alterna se diferenciarán los tres cables de fase, el cable del neutro y el cable de protección según los siguientes códigos de colores de sus envoltentes:

- Marrón, gris o negro para cada conductor activo o de fase.
- Azul para conductor neutro.
- Amarillo/verde para conductor de protección.



3.6.2. Canalizaciones

El cableado irá por canalizaciones las cuales se dispondrán, en general y a ser posible, en zonas perfectamente delimitadas con un trazado lo más rectilíneo posible y a poder ser paralelo a referencias fijas como líneas de fachada o bordillos. Asimismo, deberán tenerse en cuenta los radios de curvatura mínimos a respetar en los cambios de dirección, fijados por los fabricantes (o en su defecto los indicados en las normas de la serie UNE-211435).

3.6.3. Cajas de empalme o derivación

En caso de realizarse, las conexiones entre conductores se realizarán en el interior de cajas adecuadas: estancas, retroqueladas o de conos, y cuyas de envoltentes sean apropiadas de material aislante, y si son metálicas estén debidamente protegidas contra corrosión. Tendrán dimensiones tales que permitan alojar holgadamente todos los conductores a contener. En caso de querer hacer estancas las entradas de los tubos en las cajas de conexión, se utilizarán prensaestopas adecuados.

3.7. Puesta a tierra

Se cumplirá con lo dispuesto en el RD 1663/2000 (Art.12) sobre las condiciones de PaT en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de BT y el generador FV no se realice mediante un transformador de aislamiento, se explicarán en la Memoria del Proyecto los elementos utilizados para garantizar esta condición.

Todas las masas de la instalación fv, tanto en el lado de DC como de AC estarán conectadas a una única tierra, la cual será independiente del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el REBT vigente.

4. Conexión a red

Todas las instalaciones de hasta 100kW cumplirán con lo dispuesto en el RD1663/2000 (Art. 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red de baja tensión.

5. Armónicos y compatibilidad electromagnética

Todas las instalaciones fv de conexión a red cumplirán con lo dispuesto en el RD 1663/2000 (Art. 13) sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

6. Medidas

Todas las instalaciones fv de conexión a red cumplirán con el RD 1110/2007, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

7. Sistema de monitorización

El sistema de monitorización será fácilmente accesible para el usuario y proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:

- Voltaje y corriente DC a la entrada del inversor.
- Voltaje de fases de salida del inversor y potencia total de salida del inversor.
- Radiación solar en el plano de los módulos, medida o bien con un módulo o bien con una célula o tecnología equivalente.
- Temperatura ambiente en la sombra.
- Potencia reactiva de salida del inversor para instalaciones mayores de 5kWp.

Los datos se presentarán en forma de medidas horarias. Los tiempos de adquisición, la precisión de las medidas y la forma de presentación se harán conforme al documento del JRC-Ispra "Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants - Document A", Report EUR16338 EN.

8. Transporte y acopio de materiales

Los materiales serán transportados con cuidado. No serán arrastrados, golpeados ni lanzados. Se transportarán aquellos más pesados y voluminosos con camión grúa/pluma por carretera hasta la nave de la obra y desde este punto con elementos apropiados a pie de obra.

Se tendrá especial precaución con los módulos fotovoltaicos y los inversores, ya que un golpe puede romperlos.

El contratista tomará nota de los materiales recibidos dando cuenta al director de obra de las anomalías que se produzcan.

9. Recepción y pruebas

Tras finalizar la obra, se debe proceder a retirar de la obra todo el material sobrante, así como limpiar las zonas ocupadas, y la limpieza de todos los desechos y residuos al vertedero.

En cuanto a la recepción, el instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso (y mantenimiento de la instalación en caso pertinente). Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales para facilitar su correcta interpretación.

Previo a la puesta en servicio de la instalación, se deberá hacer una revisión exhaustiva del correcto conexionado de todos los elementos principales. Así como de tomar medidas de valores en los distintos strings y en el inversor.

Las pruebas a realizar por el instalador, serán como mínimo las siguientes:

- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- Pruebas de los elementos y medidas de protección y seguridad.

10. Garantías

10.1. Ámbito general de la garantía

Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

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

10.2. Plazos

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño, por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía mínima será de 10 años contactos a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.

No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno.

Si hubiera de interrumpirse la explotación del suministro debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que el suministrador haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

10.3. Condiciones económicas

La garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.

Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como tiempos de desplazamiento, medios de transporte, eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación, etc.

Asimismo, incluirán la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

Si en un plazo razonable el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, entonces el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas en la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 10 días naturales.

11. Mantenimiento

En caso de acordar las partes entre ellas un contrato de mantenimiento, las labores de mantenimiento preventivo se realizarán en base a lo aconsejado por los diferentes fabricantes. Las condiciones en detalle del mantenimiento preventivo y correctivo y su alcance se fijarán en dicho contrato independiente. En cualquier caso, realizándose siempre dichas actuaciones de mantenimiento por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora, el cual redactaría un informe técnico tras cada una de las visitas, en el que se refleje el estado de las instalaciones e incidencias acaecidas.

DOCUMENTO D – PRESUPUESTO



ÍNDICE PRESUPUESTO

1.	Desglose por capítulos y partidas.....	212
2.	Presupuesto de Ejecución Material (PEM).....	219
3.	Presupuesto de Ejecución por Contrata (PEC) y Total.....	220

1 - Desglose por capítulos y partidas

Para calcular los indicadores económicos en el estudio de viabilidad del proyecto, es necesario determinar la inversión inicial de la instalación proyectada. Para ello, se realiza el presupuesto, que incluye el coste tanto del material necesario como de la instalación de todos los equipos y elementos que componen la instalación.

A continuación se presenta el presupuesto desglosado y pormenorizado por capítulos y partidas.

Capítulo 1: Equipos de producción					
Partida	Ct	UMB	Descripción	Precio unit.	Importe
1.1	280	Uds	Módulos fotovoltaicos KuMax CS3U-350 de Canadian Solar, formados por células de silicio policristalino de alta eficiencia, con tolerancia positiva, de 350 Wp, de dimensiones 2000x992x40 mm, marco de aluminio anodizado y protección IP68 y un peso de 22,6 kg. Cuentan con una garantía de 25 años.	80,50 €	22.540,00 €
1.2	1	Uds	Inversor trifasico Huawei SUN2000-36KTL, de potencia nominal de salida 36 kW, con tensión nominal de red de 400 V, frecuencia de red de 50 Hz, rendimiento del 98,6% y protección IP65. Dispone de 8 entradas totales de CC, de las cuales hay 4 MPPT. De dimensiones 930x550x283mm y peso 62kg. Cuenta con monitorización inteligente de 8 strings, soporte de comunicaciones por línea de alimentación eléctrica (PLC) y soporte de diagnóstico inteligente de curvas I-V.	2.105,80 €	2105,80 €
1.3	1	Uds	Inversor trifasico Huawei SUN2000-60KTL, de potencia nominal de salida 60 kW con tensión nominal de red de 400 V, frecuencia de red de 50 Hz, rendimiento del 98,7% y protección IP65. Dispone de 12 entradas totales de CC, de las cuales hay 6 MPPT. De dimensiones 1075x550x300mm y peso 74kg. Cuenta con monitorización inteligente de 12 strings, soporte de comunicaciones por línea de alimentación eléctrica (PLC) y soporte de diagnóstico inteligente de curvas I-V.	3.421,56 €	3.421,56 €

1.4	1	Uds	Complemento del equipo de inversores: Smartlogger-1000 de Huawei, registrador inteligente de datos y equipo para monitorización de instalaciones solares fotovoltaicas. Cuenta con comunicaciones con conexión ethernet, RS485, 2G/3G/4G, 4 entradas digitales, 2 salidas digitales, 4 entradas analógicas. Modbus-TCP para conexión a Huawei NetEco. Permite la monitorización y el registro de datos de hasta un máximo de 80 inversores. De dimensiones 225x140x50mm y grado de protección IP20.	298,08 €	298,08 €
SUBTOTAL CAPÍTULO 1					28.365,44 €

Capítulo 2: Cuadro eléctrico de protecciones					
Partida	Ct	UMB	Descripción	Precio unit.	Importe
2.1	1	Uds	Cuadro metálico NXW5 de Chint. Fabricado en acero galvanizado, con conexión de tierra entre caja y puerta, y aberturas pretaladradas para entrada de cables. Alto grado de protección IP54 y dimensiones 600x600x250mm.	91,80 €	91,80 €
2.2	1	Uds	Interruptor magnetotérmico Legrand DPX3 160 4P 16kA y de calibre 80A.	101,76 €	101,76 €
2.3	1	Uds	Interruptor magnetotérmico Legrand DPX3 160 4P 16kA y de calibre 125A.	121,82 €	121,82 €
2.4	1	Uds	Interruptor magnetotérmico Legrand DPX3 250 4P 25kA, de caja moldeada y de calibre 200A. Con térmico ajustable de 0,8 a 1 In y magnético ajustable de 5 a 10 In.	328,16 €	328,16 €

2.5	1	Uds	Relé electrónico Circutor RGU-10, preparado para conexión con bobina de trafo WGC. De Tipo A superinmunizado, con filtrado de corrientes de alta frecuencia y alta inmunidad. Con medida en verdadero valor eficaz (TRMS), para un preciso monitoreo de corrientes de fuga. El poder visualizar el valor de fuga instantánea en el display, conjuntamente con las indicaciones de la prealarma, permite tener información del estado de las líneas que se protegen, y realizar un buen mantenimiento preventivo.	103,00 €	103,00 €
2.6	1	Uds	Trafo toroidal Circutor WGC-80, de bobina cerrada de diámetro 80mm. Integra la función medidor y transformador de corriente.	74,00 €	74,00 €
2.7	1	Uds	Bobina emisión auxiliar DPX3. Permite el disparo remoto de un DPX3. Tensión de la bobina 200-277Vac.	26,72 €	26,72 €
2.8	2	Uds	Fijación DPX3 160 3P/4P S/PERFIL.	2,94 €	5,88 €
2.9	1	Uds	Magnetotérmico Legrand TX3 6kA-C 2P de calibre 10A.	5,12 €	5,12 €
2.10	3	Uds	Toma de corriente modular 2P+T Lexic de calibre 16A.	5,24 €	15,72 €
2.11	1	Uds	Mano de obra de Dimael Castellón S.L. por el montaje del cuadro completo.	170,00 €	170,00 €
SUBTOTAL CAPÍTULO 2					1.043,98 €

Capítulo 3: Otros elementos eléctricos					
Partida	Ct	UMB	Descripción	Precio unit.	Importe
3.1	30	Uds	Rejiband para soporte y conducción de los cables eléctricos. De dimensiones 3000x200x35mm, galvanizada en caliente, perforada, compuesta por varillas electrosoldadas que proporcionan gran resistencia y con borde de seguridad para evitar daños al cableado e instalador. Ofrece una adecuada ventilación y gran resistencia al sistema de canalización.	3,20 €	96,00 €
3.2	30	Uds	Tapa ciega metálica de acero inoxidable para rejiband.	2,01 €	60,30 €
3.3	40	Uds	Unión rápida base zincado Z3.	0,28 €	11,60 €
3.4	1000	m	Cable RV-K libre de halógenos, de sección 6mm ² . Unipolar, de conductor flexible de Cu, con aislamiento de XLPE y cubierta de PVC. Modelo Reviflex del fabricante Grupo Revi, ó similares. Para el cableado de la parte de corriente continua, desde cada string de módulos hasta la entrada al inversor.	0,23 €	230,00 €
3.5	12	m	Cable RZ1-K 0,6/1kV, sección 16mm ² . Unipolar, de conductor flexible de Cu, aislamiento de XLPE y cubierta de poliolefina. De alta seguridad (AS), es decir, no propagador de la llama, de baja emisión de humos y gases tóxicos y libre de halógenos. Modelo Ecorevi del fabricante Grupo Revi, ó similares. Para el cableado de la parte de alterna desde la salida del inversor de 36kW hasta el cuadro de protecciones.	1,36 €	16,27 €

3.6	12	m	Cable RZ1-K 0,6/1kV, sección 35mm ² . Unipolar, de conductor flexible de Cu, aislamiento de XLPE y cubierta de poliolefina. De alta seguridad (AS), es decir, no propagador de la llama, de baja emisión de humos y gases tóxicos y libre de halógenos. Modelo Ecorevi del fabricante Grupo Revi, ó similares. Para el cableado de la parte de alterna desde la salida del inversor de 60kW hasta el cuadro de protecciones.	2,73 €	32,76 €
3.7	12	m	Cable RZ1-K 0,6/1kV, sección 70mm ² . Unipolar, de conductor flexible de Cu, aislamiento de XLPE y cubierta de poliolefina. De alta seguridad (AS), es decir, no propagador de la llama, de baja emisión de humos y gases tóxicos y libre de halógenos. Modelo Ecorevi del fabricante Grupo Revi, ó similares. Para el cableado de la parte de alterna desde la salida del interruptor IGA hasta el punto de conexión en el cuadro eléctrico general de distribución de la nave.	5,29 €	63,48 €
3.8	1000	m	Conductor de tierra desnudo formando por cobre trenzado, de S=6mm ²	1,30 €	1.300,00 €
3.9	20	m	Conductor de protección a tierra, de S=35mm ² , C.U.FLEX H07V-K, de fabricante Grupo Revi o similares.	2,75 €	55,00 €
3.10	40	Uds	Conectores rápidos modelo MC-4 para los terminales del cableado de módulos.	1,13 €	45,20 €
3.11	80	Uds	Terminales/punteras de conexión de Cu de distintas secciones y métricas.	1,09 €	87,20 €
3.12	1	Uds	Medidor bidireccional de los valores para una gestión inteligente de la energía, modelo SOCOMEC. Con 3 transformadores de corriente 250/5A.	286,17 €	286,17 €
3.13	1	Uds	Switch-TP-Link TL-SG108 Ethernet, 8 puertos RJ-45.	21,00 €	21,00 €
3.14	1	Uds	Receptor Wifi TP-Link TL-WA855RE. Amplificador de la señal.	20,90 €	20,90 €
SUBTOTAL CAPÍTULO 3					2.325,88 €

Capítulo 4: Estructura y sujeción de módulos					
Partida	Ct	UMB	Descripción	Precio unit.	Importe
4.1	96	Uds	Barras de acero galvanizado en perfiles rectangulares de dimensiones 40x40x2mm, de diversas longitudes para la construcción - mediante dichas barras unidas por soldadura - de las escuadras triangulares que forman la estructura del agua norte de la nave.	8,73 €	838,40 €
4.2	16	Uds	Pletinas de acero galvanizado de 2mm de espesor.	0,90 €	14,40 €
4.3	156	Uds	Grapa de fijación en extremo, KIT40 final (Endclamp).	0,32 €	49,92 €
4.4	426	Uds	Abrazadera central, KIT40 intermedio (Interclamp).	0,40 €	170,40 €
4.5	582	Uds	Guía perfil base (Trapezoidal).	0,39 €	226,90 €
4.6	1300	Uds	Pequeño material: tornillos, roscachapa, pernos.	0,11 €	143,00 €
SUBTOTAL CAPÍTULO 4					1.443,02 €

Capítulo 5: Elementos PRL protección colectiva					
Partida	Ct	UMB	Descripción	Precio unit.	Importe
5.1	20	Uds	Barras de sujeción malla perimetral.	4,70 €	94,00 €
5.2	82,6	Uds	Malla blanca perimetral de seguridad.	1,20 €	99,12 €

5.3	11	Uds	Rollo de 25 metros de Malla de Simple Torsión de 1,50m para la cubrición por seguridad de los lucernarios, con un enrejado de 50x50mm en acero galvanizado.	33,75 €	371,25 €
5.4	172	Uds	Pletinas de acero galvanizado de 3000x30x1,5mm para la sujeción de la malla de simple torsión a la cubierta de la nave.	1,90 €	326,80 €
SUBTOTAL CAPÍTULO 5					891,17 €

Capítulo 6: Transporte, Mano de obra e Instalación					
Partida	Ct	UMB	Descripción	Precio unit.	Importe
6.1	12	h	Portes estimados material. Mediante camión pluma-grúa de 3,5t para llevar material pesado y voluminoso, y además cargar los palets de módulos a cubierta, así como las bobinas, elementos PRL, perfiles estructurales etc.	50,00 €	600,00 €
6.2	2720	km	Kilometraje estimado Castellón-Tavernes Blanques a realizar por los trabajadores durante todos los días previstos de trabajo.	0,30 €	816,00 €
6.3	512	h	Horas de trabajo totales realizadas por cuatro operarios para el montaje e instalación completa de los módulos en cubierta, cableado, PRL, cuadro eléctrico, puesta en marcha etc.	15,80 €	8.089,60 €
6.4	42	h	Horas de trabajo de tres operarios para la construcción de la estructura de la zona 2 (agua norte), mediante soldaduras entre barras de perfiles rectangulares de distinto tamaño.	15,8	663,3
SUBTOTAL CAPÍTULO 6					10.168,90 €

2 – Presupuesto de Ejecución Material (PEM)

La siguiente tabla 31 resume, según el subtotal por capítulos, todos los costes que se han desglosado en el apartado anterior.

Presupuesto de Ejecución Material, PEM		
Cap.	Concepto	Importe
1	Equipos de producción	28.365,44 €
2	Cuadro eléctrico de protecciones	1.043,98 €
3	Otros elementos eléctricos	2.325,88 €
4	Estructura y sujeción de módulos	1.443,02 €
5	Elementos PRL protección colectiva	891,17 €
6	Transporte, Mano de obra e Instalación	10.168,90 €
Total PEM		44.238,39 €

Tabla 31: Presupuesto de Ejecución Material (PEM) por capítulos. Fuente: Creación propia.

El valor del Presupuesto de Ejecución Material asciende a una cantidad total de **CUARENTA Y CUATRO MIL DOSCIENTOS TREINTA Y OCHO EUROS CON TREINTA Y NUEVE CÉNTIMOS.**

3 – Presupuesto de Ejecución por Contrata (PEC) y Total

La siguiente tabla 32 resume todos los costes de la instalación, considerando el PEM junto con todos los demás costes añadidos, conformando el Presupuesto de Ejecución por Contrata, y finalmente incluyendo los honorarios del proyecto y dirección de obra, así como el IVA, conformando el Presupuesto Total.

Presupuesto de Ejecución por Contrata (PEC) y Presupuesto Total		
Pos.	Concepto	Importe
1	Equipos de producción	28.365,44 €
2	Cuadro eléctrico de protecciones	1.043,98 €
3	Otros elementos eléctricos	2.325,88 €
4	Estructura y sujeción de módulos	1.443,02 €
5	Elementos PRL protección colectiva	891,17 €
6	Transporte, Mano de obra e Instalación	10.168,90 €
7	Subtotal PEM	44.238,39 €
8	Gastos generales, gestión administrativa y legalización (12%)	5.308,61 €
9	Beneficio Industrial (15%)	6.635,76 €
10	Subtotal PEC	56.182,75 €
11	Honorarios Ingeniería (7%)	3.932,79 €
12	Total	60.115,54 €
13	IVA (21%)	12.624,26 €
	Total con IVA	72.739,81 €

Tabla 32: Presupuesto de Ejecución por Contrata (PEC) y total. Fuente: Creación propia.

El valor del Presupuesto de Ejecución Material asciende a una cantidad total (con IVA incluido) de **SETENTA Y DOS MIL SETECIENTOS TREINTA Y NUEVE EUROS CON OCHENTA Y UN CÉNTIMOS**.

DOCUMENTO E – PLANOS



ÍNDICE PLANOS

P01 – Ubicación y Emplazamiento.....	227
P02 – Distribución en planta.....	228
P03 – Distribución por strings.....	229
P04 – Conexión cableado módulos.....	230
P05 – Conexión a inversores.....	231
P06 – Conexión del medidor Socomec.....	232
P07 – Distribución PRL.....	233
P08 – Estructura Agua Norte.....	234
P09 – Escuadra estructural tipo 1.....	235
P10 – Escuadra estructural tipo 2.....	236
P11 – Esquema unifilar.....	237

Referencia catastral: 6666406YJ

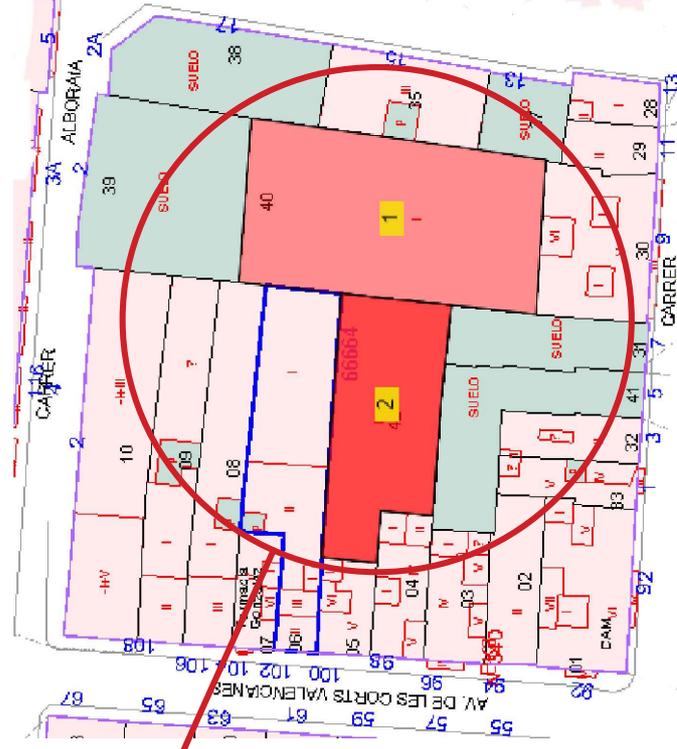
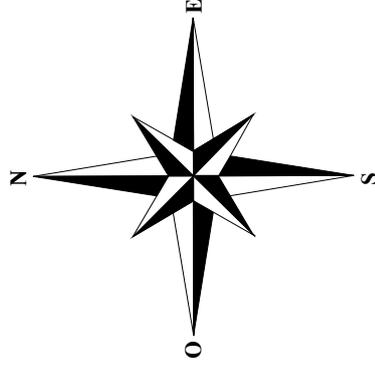
Coordenadas UTM: X: 726.519
Y: 4.376.462
Huso: 30

Coordenadas geográficas: latitud: 39°30'28.19" (N)
longitud: 0°21'52.34" (O)

Dirección:



Tavernes Blanques (Comunidad Valenciana, España)



Proyecto: Instalación fotovoltaica de autoconsumo de 96kW sobre cubierta de nave industrial

Título Plano: Ubicación y Emplazamiento

Nº Plano: P01

Escala: N/A

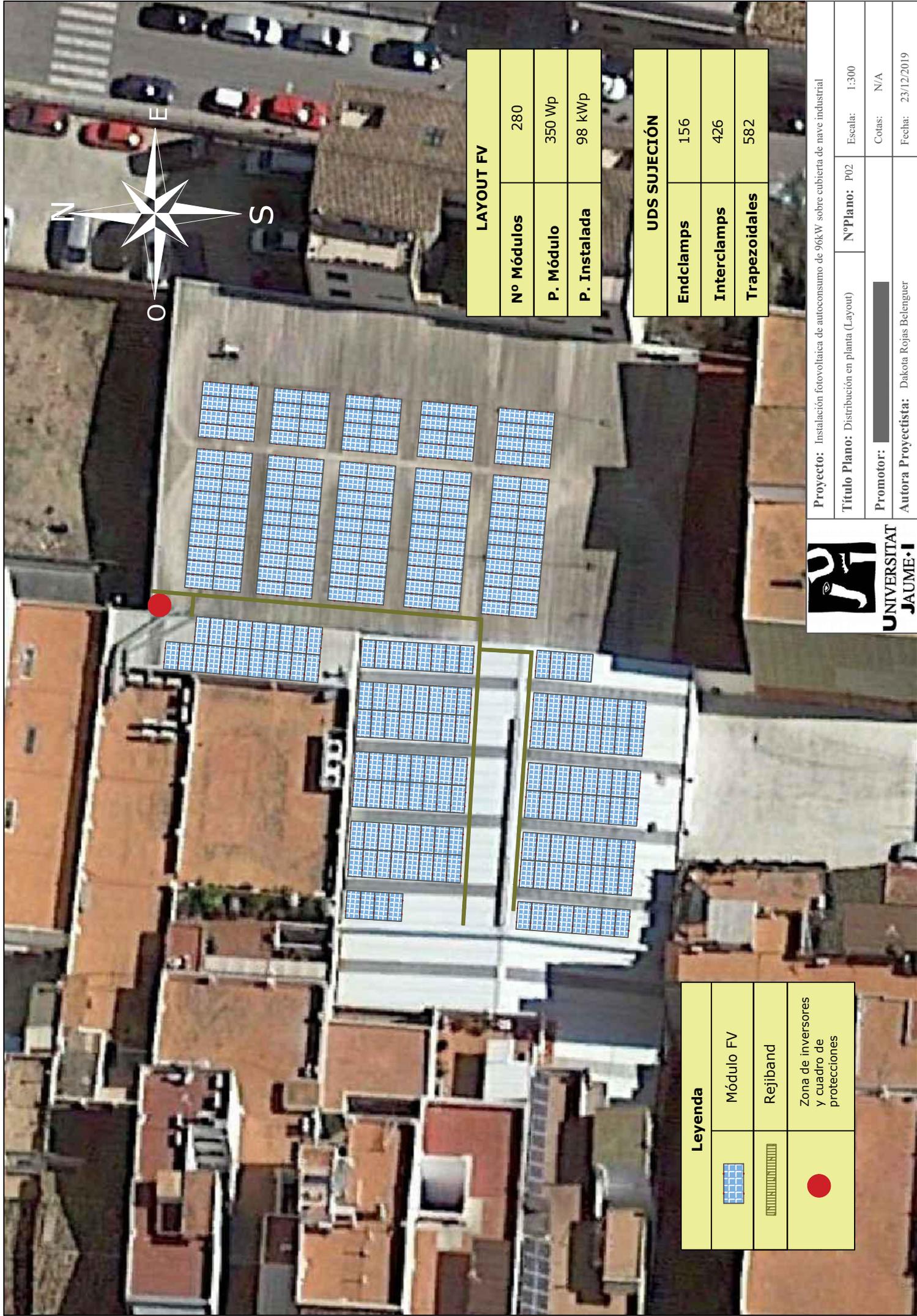
Promotor:



Cotas: N/A

Autora Proyectista: Dakota Rojas Belenguer

Fecha: 23/12/2019



LAYOUT FV	
Nº Módulos	280
P. Módulo	350 Wp
P. Instalada	98 kWp

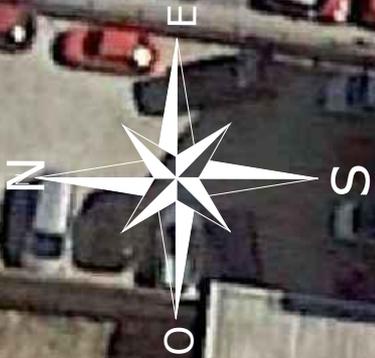
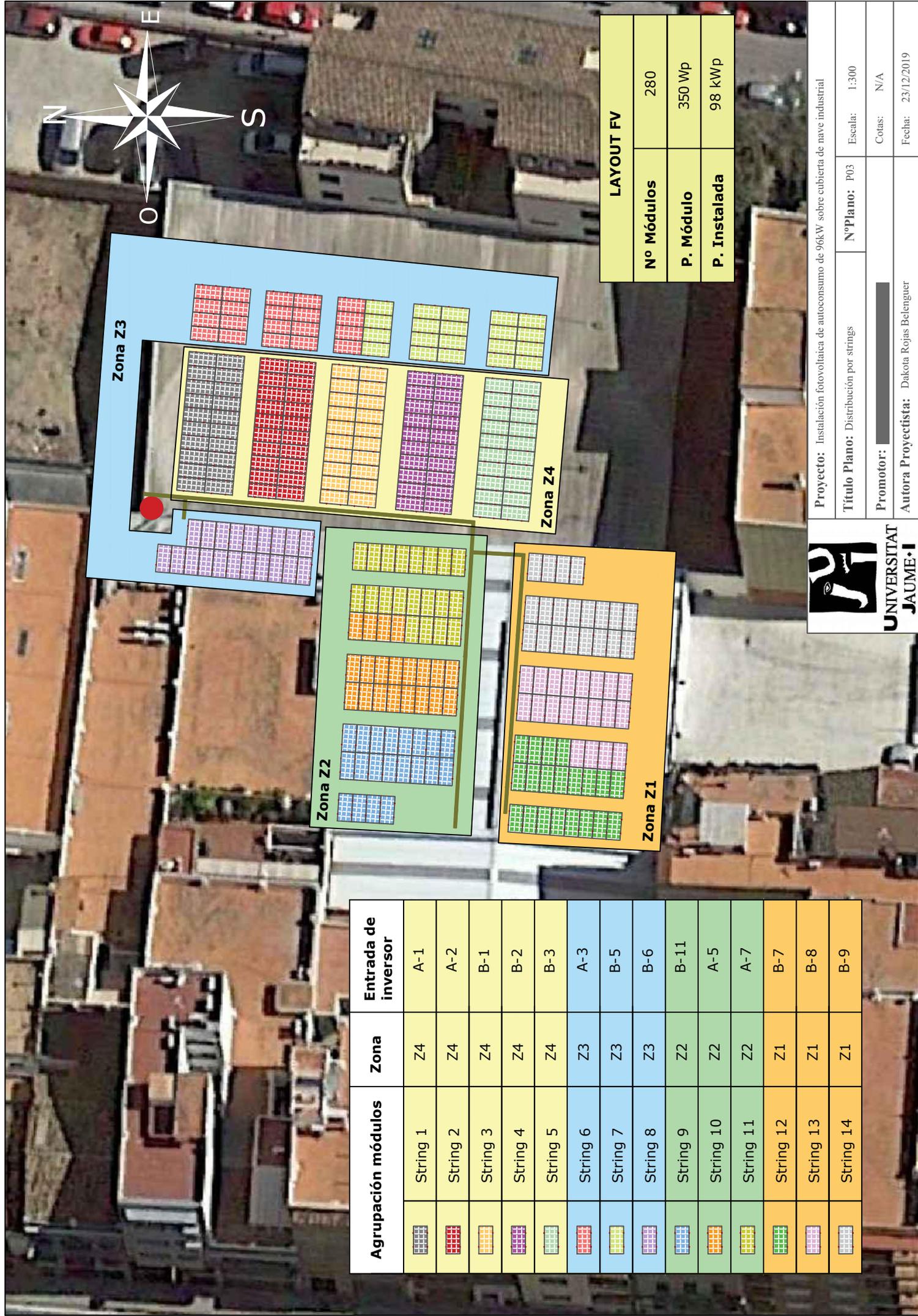
UDS SUJECCIÓN	
Endclamps	156
Interclamps	426
Trapezoidales	582

Leyenda	
	Módulo FV
	Rejilband
	Zona de inversores y cuadro de protecciones



Proyecto: Instalación fotovoltaica de autoconsumo de 96kW sobre cubierta de nave industrial

Título Plano: Distribución en planta (Layout)	Nº Plano: P02	Escala: 1:300
Promotor: [Redacted]	Cotas: N/A	
Autora Projectista: Dakota Rojas Belenguer		Fecha: 23/12/2019

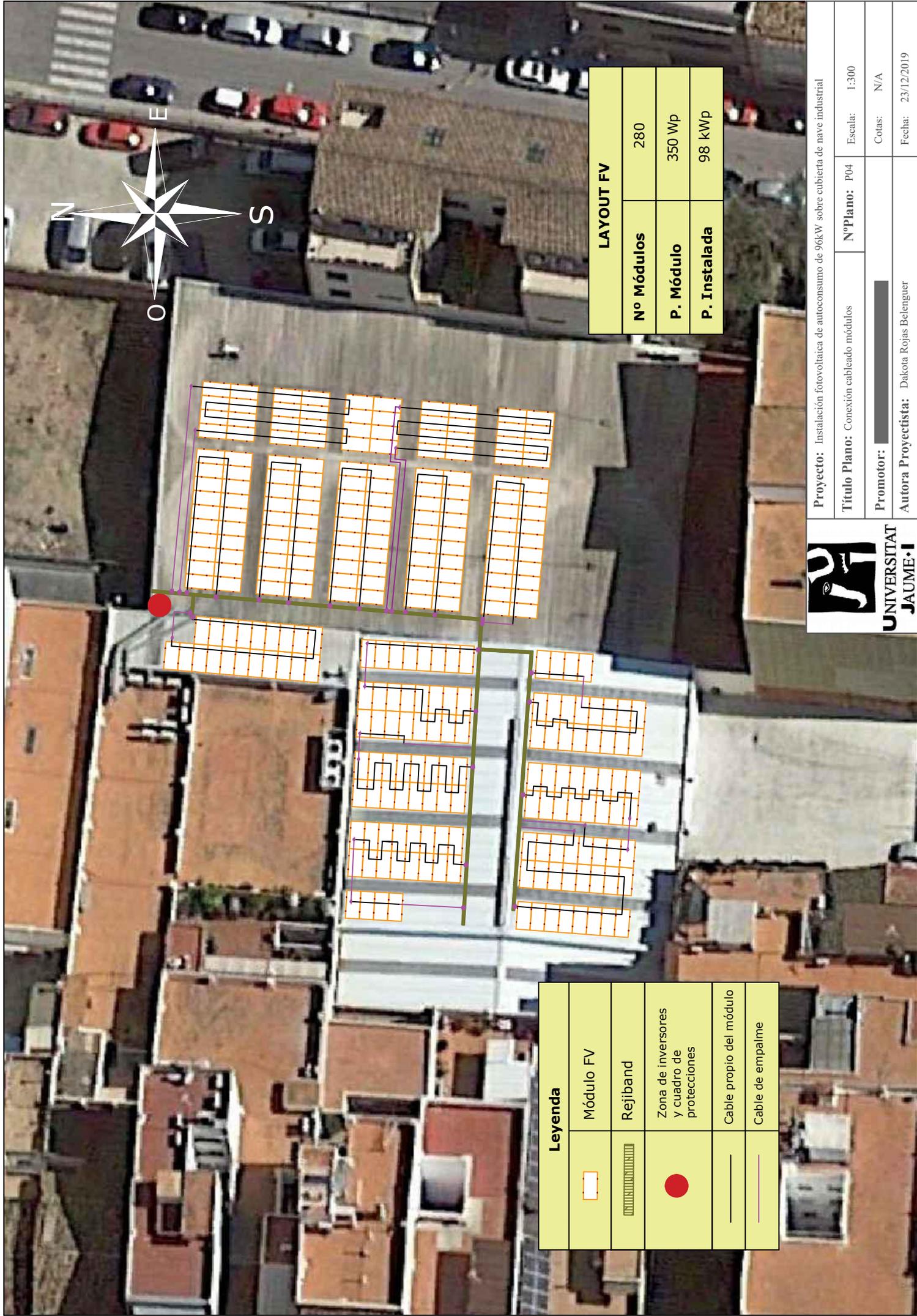


Agrupación módulos	Zona	Entrada de inversor
	Z4	A-1
	Z4	A-2
	Z4	B-1
	Z4	B-2
	Z4	B-3
	Z3	A-3
	Z3	B-5
	Z3	B-6
	Z2	B-11
	Z2	A-5
	Z2	A-7
	Z1	B-7
	Z1	B-8
	Z1	B-9

LAYOUT FV	
Nº Módulos	280
P. Módulo	350 Wp
P. Instalada	98 kWp



Proyecto: Instalación fotovoltaica de autoconsumo de 96kW sobre cubierta de nave industrial	
Título Plano: Distribución por strings	Nº Plano: P03
Promotor:	Escala: 1:300
Autora Projectista: Dakota Rojas Belenguer	Cotas: N/A
	Fecha: 23/12/2019



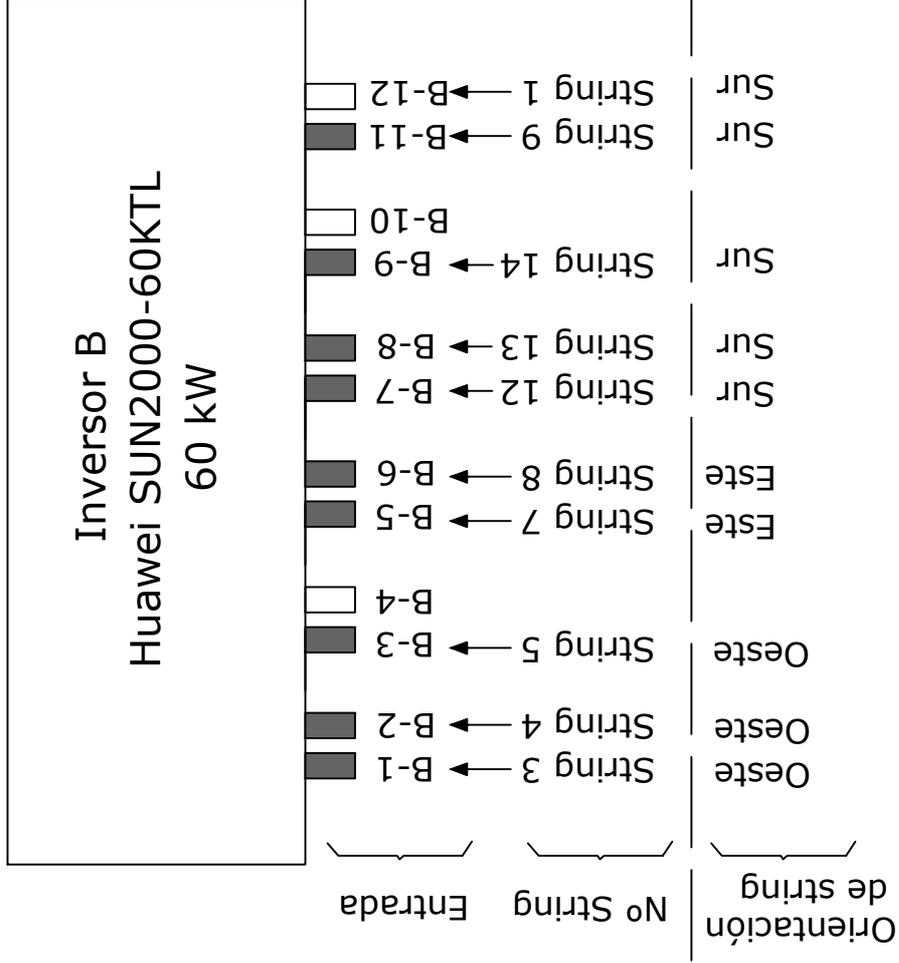
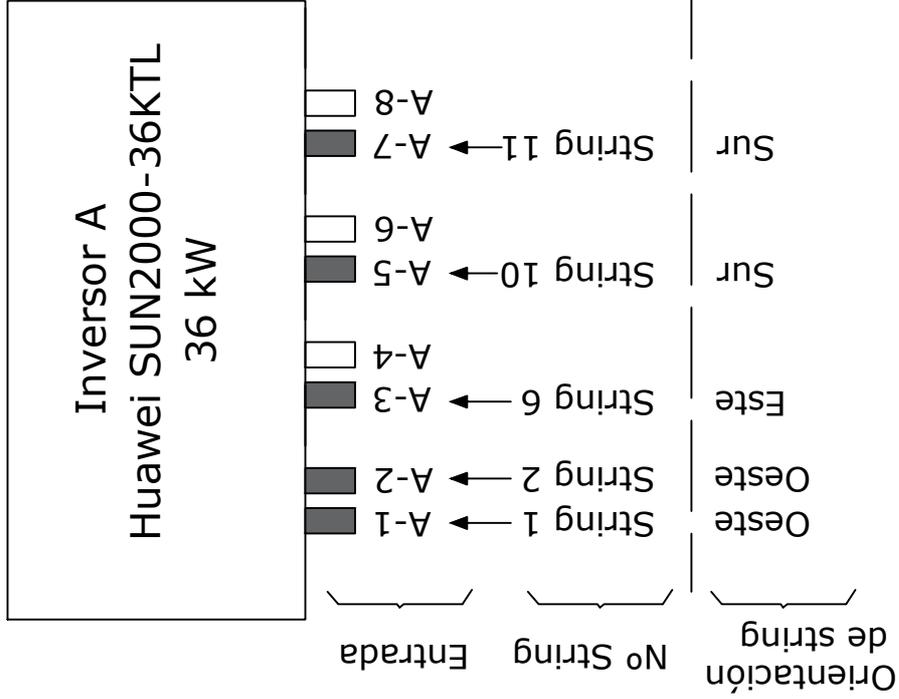
LAYOUT FV	
Nº Módulos	280
P. Módulo	350 Wp
P. Instalada	98 kWp

Leyenda	
	Módulo FV
	Rejiband
	Zona de inversores y cuadro de protecciones
	Cable propio del módulo
	Cable de empalme



Proyecto: Instalación fotovoltaica de autoconsumo de 96kW sobre cubierta de nave industrial

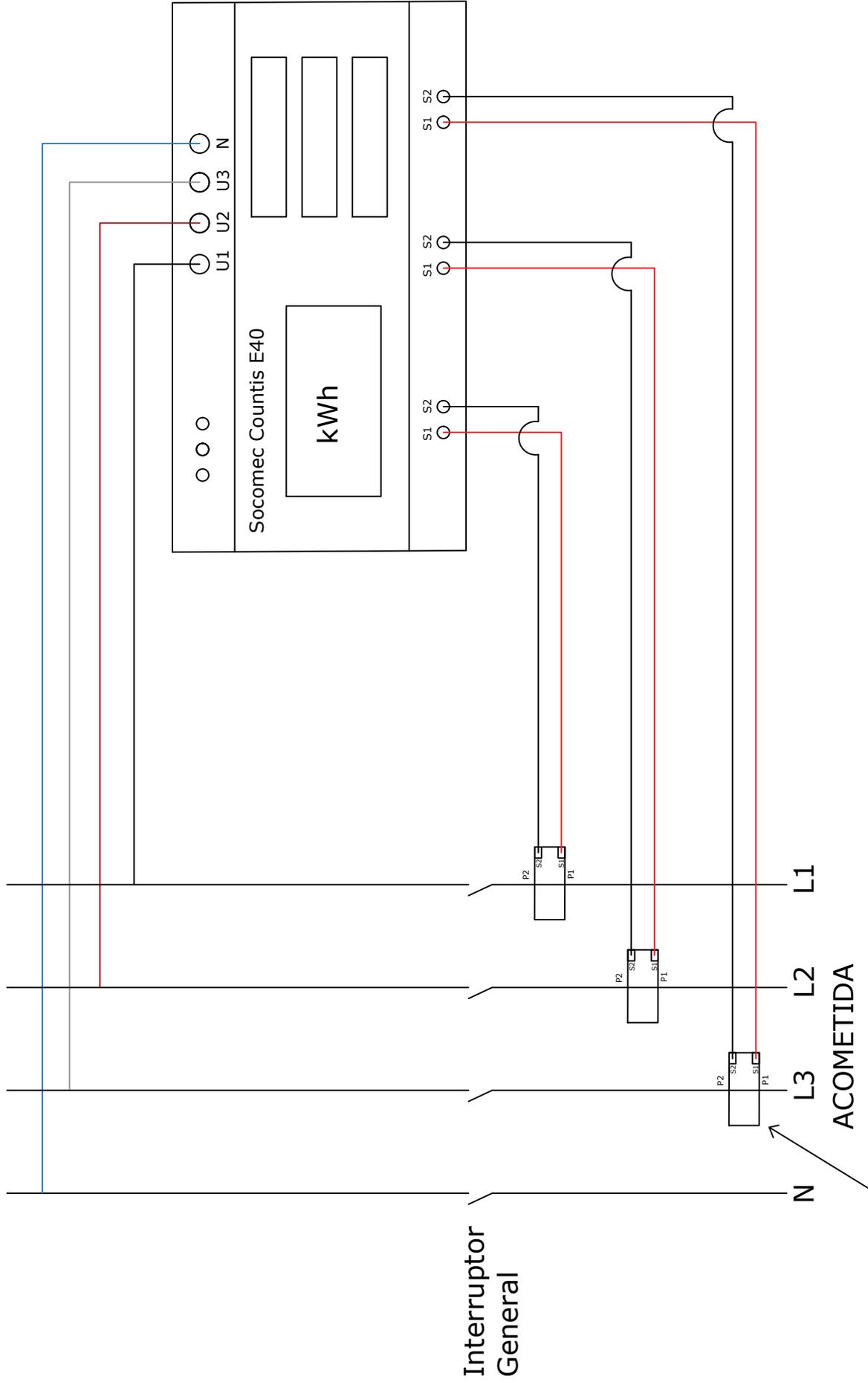
Título Plano: Conexión cableado módulos	Nº Plano: P04	Escala: 1:300
Promotor: ██████████	Cotas: N/A	
Autora Proyectista: Dakota Rojas Belenguer		Fecha: 23/12/2019



LEYENDA	
	Entrada de inversor utilizada (con string conectado)
	Entrada de inversor sin utilizar (en vacío)



Proyecto: Instalación fotovoltaica de autoconsumo de 96kW sobre cubierta de nave industrial	
Título Plano: Conexión a inversores	Nº Plano: P05
Promotor: 	Escola: N/A
Autora Projectista: Dakota Rojas Belenguer	Cotas: N/A
	Fecha: 23/12/2019



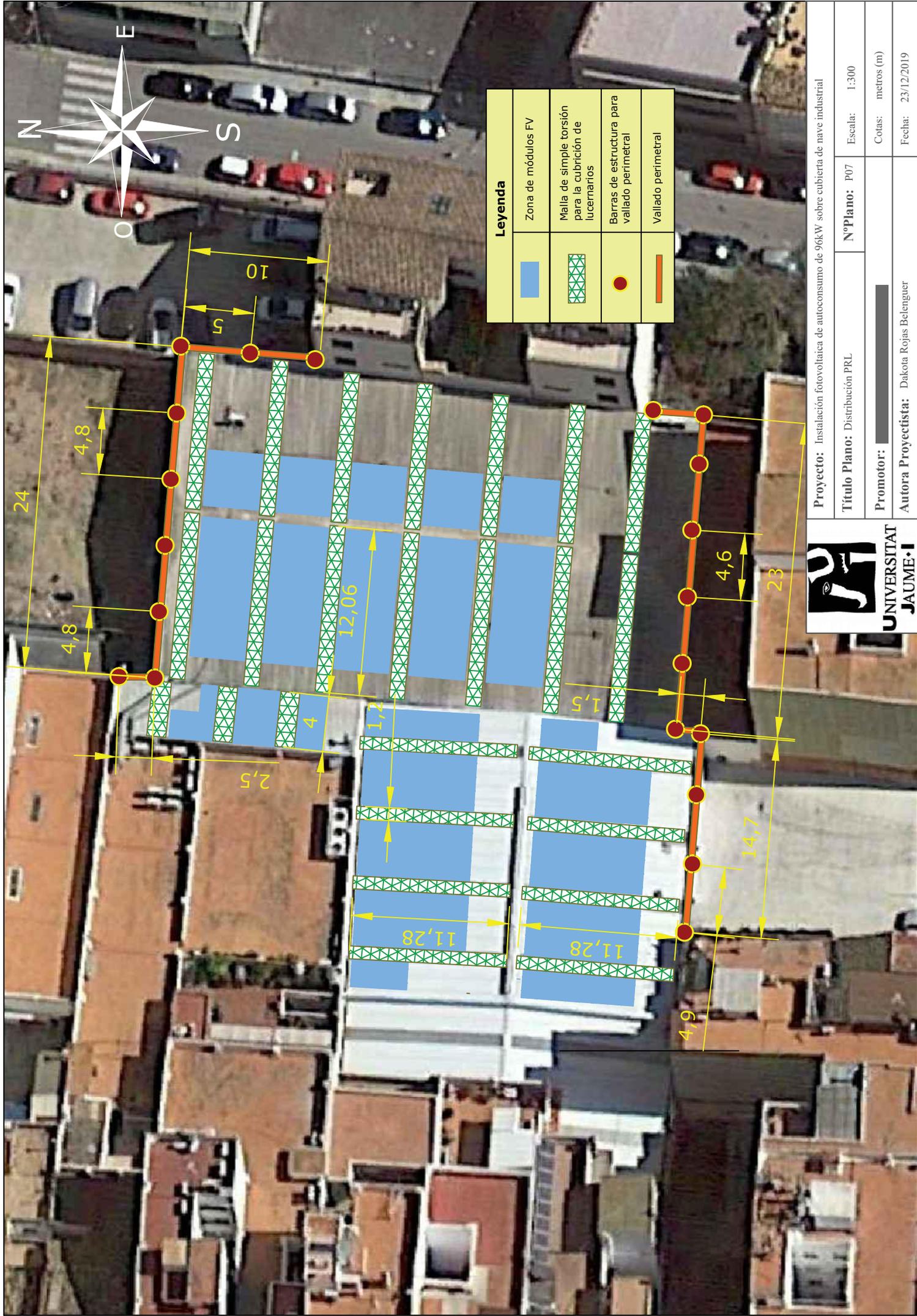
Transformadores de corriente toroidales 250/5A por cada fase.

P1: Cara inferior de la pinza toroidal

P2: Cara superior de la pinza toroidal



Proyecto: Instalación fotovoltaica de autoconsumo de 96kW sobre cubierta de nave industrial	
Título Plano: Conexión del medidor Socomec	Nº Plano: P06
Promotor: [REDACTED]	Escala: N/A
Autora Proyectista: Dakota Rojas Belenguer	Cotas: N/A
	Fecha: 23/12/2019



Leyenda	
	Zona de módulos FV
	Malla de simple torsión para la cubierta de lucernarios
	Barras de estructura para vallado perimetral
	Vallado perimetral



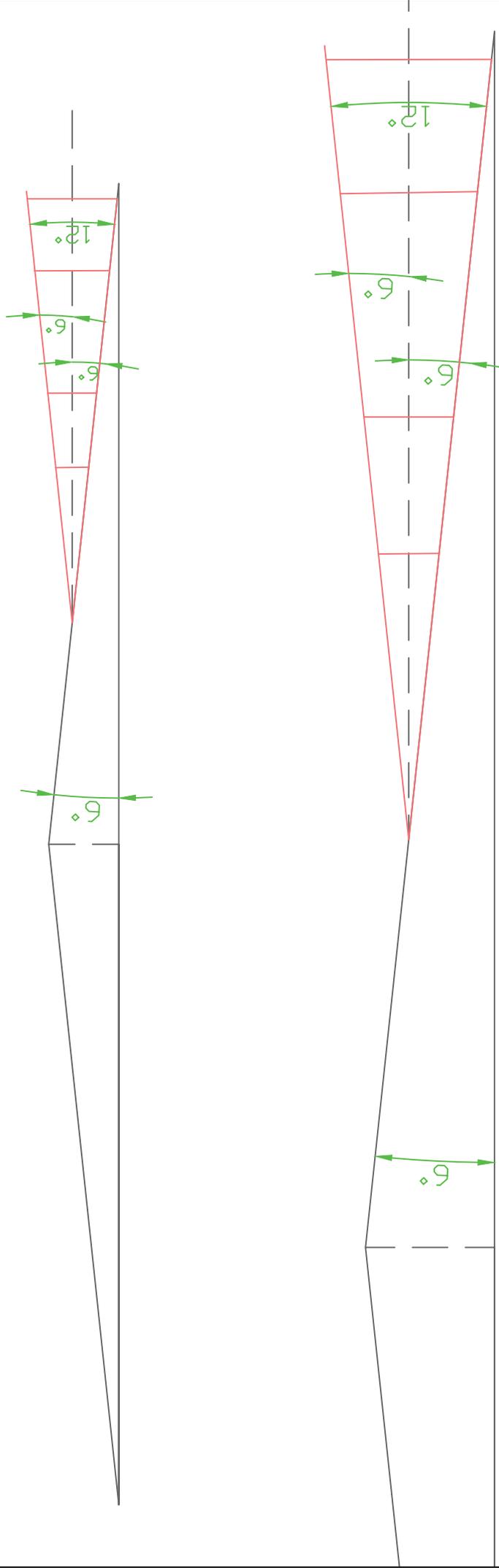
Proyecto: Instalación fotovoltaica de autoconsumo de 96kW sobre cubierta de nave industrial
Título Plano: Distribución PRL
Promotor: ██████████
Autora Projectista: Dakota Rojas Belenguer

NºPlano: P07
Escala: 1:300
Cotas: metros (m)
Fecha: 23/12/2019

S



N



— Nave de Aguas Norte-Sur
— Escuadra triangular



Projecto: Instalación fotovoltaica de autoconsumo de 96kW sobre cubierta de nave industrial

Título Plano: Estructura Agua Norte

Nº Plano: P08

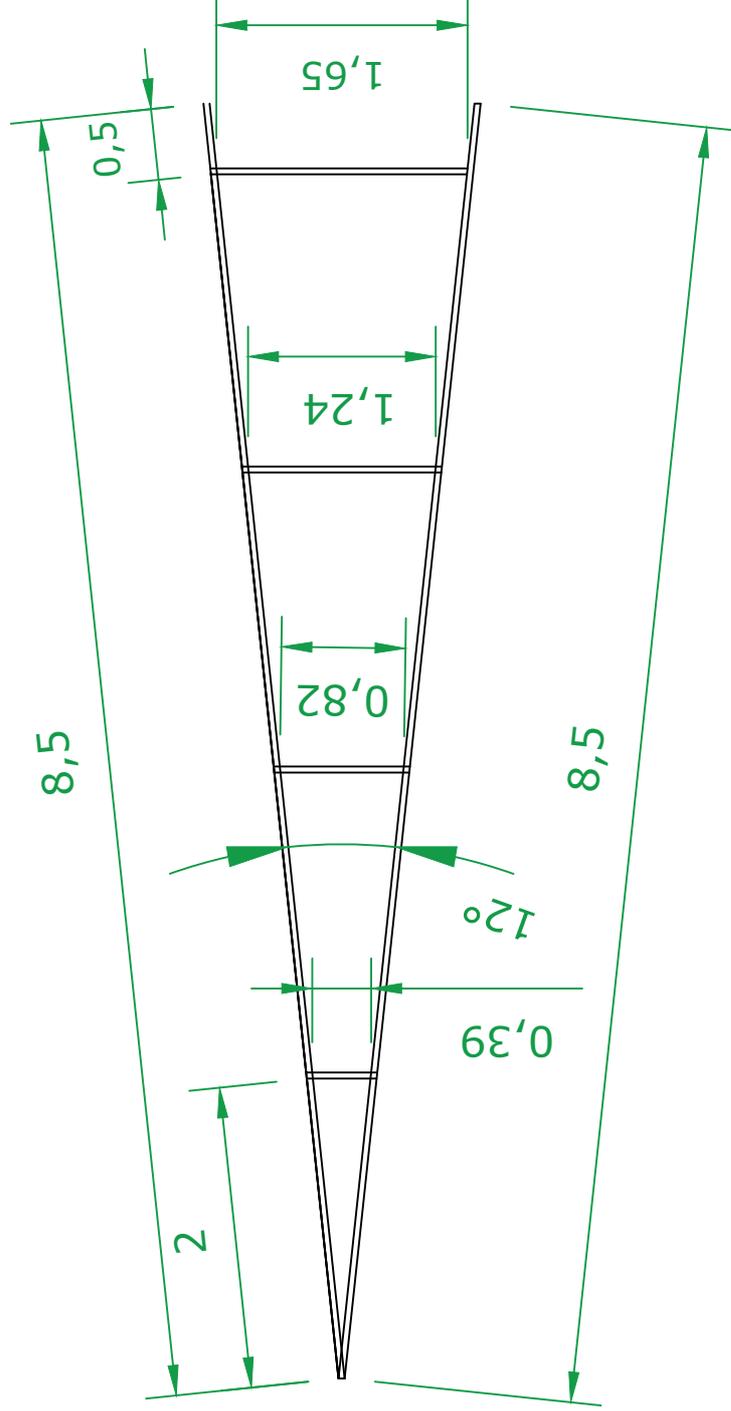
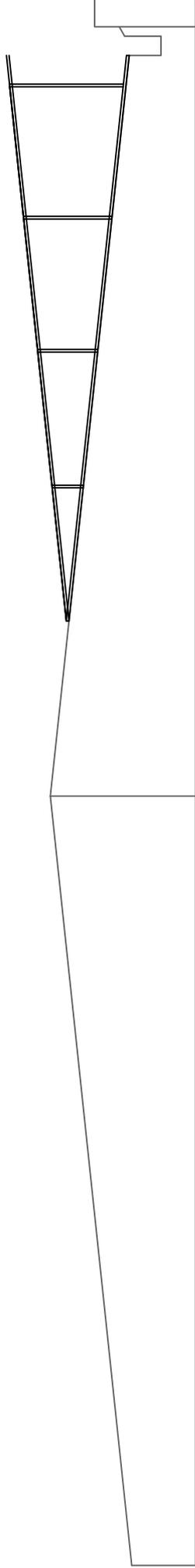
Escala: N/A

Promotor: [Redacted]

Cotas: N/A

Autora Proyectista: Dakota Rojas Belenguer

Fecha: 23/12/2019



Escuadra estructural Tipo 1	
Nº Uds	12



Proyecto: Instalación fotovoltaica de autoconsumo de 96kW sobre cubierta de nave industrial

Título Plano: Escuadra estructural Tipo 1

Nº Plano: P09

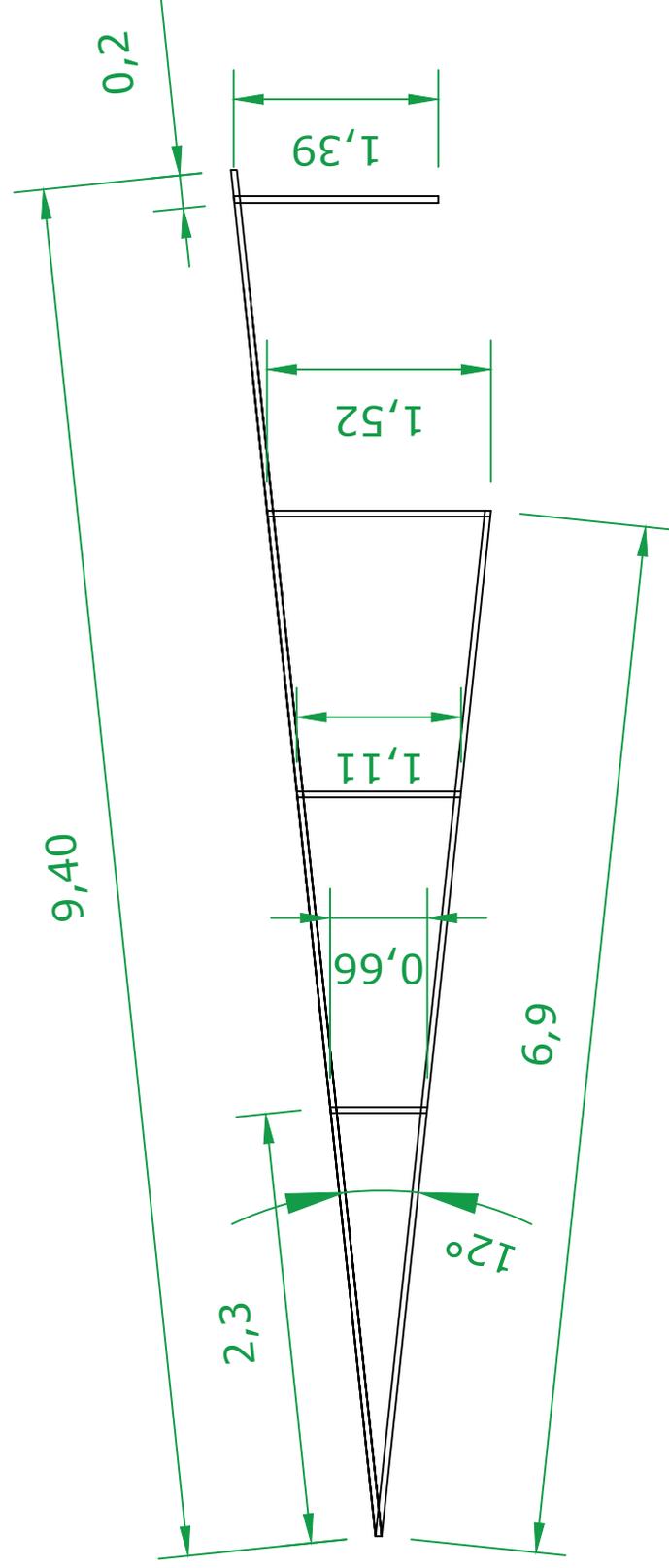
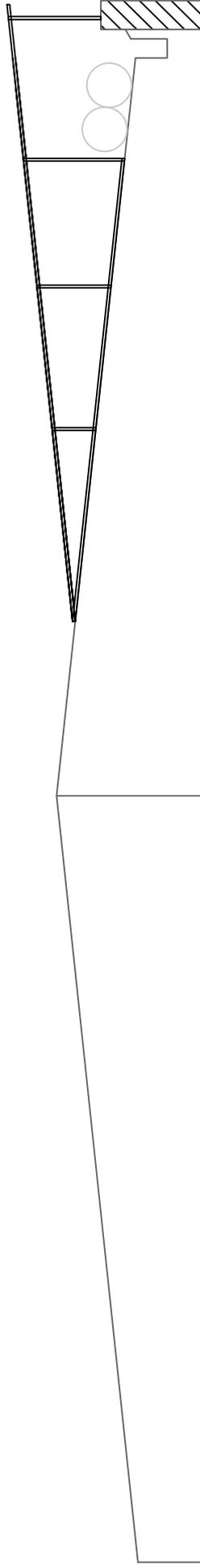
Escala: N/A

Promotor: ██████████

Cotas: metros (m)

Autora Projectista: Dakota Rojas Belenguer

Fecha: 23/12/2019



Escuadra estructural Tipo 2	
Nº Uds	4



Proyecto: Instalación fotovoltaica de autoconsumo de 96kW sobre cubierta de nave industrial

Título Plano: Escuadra estructural Tipo 2

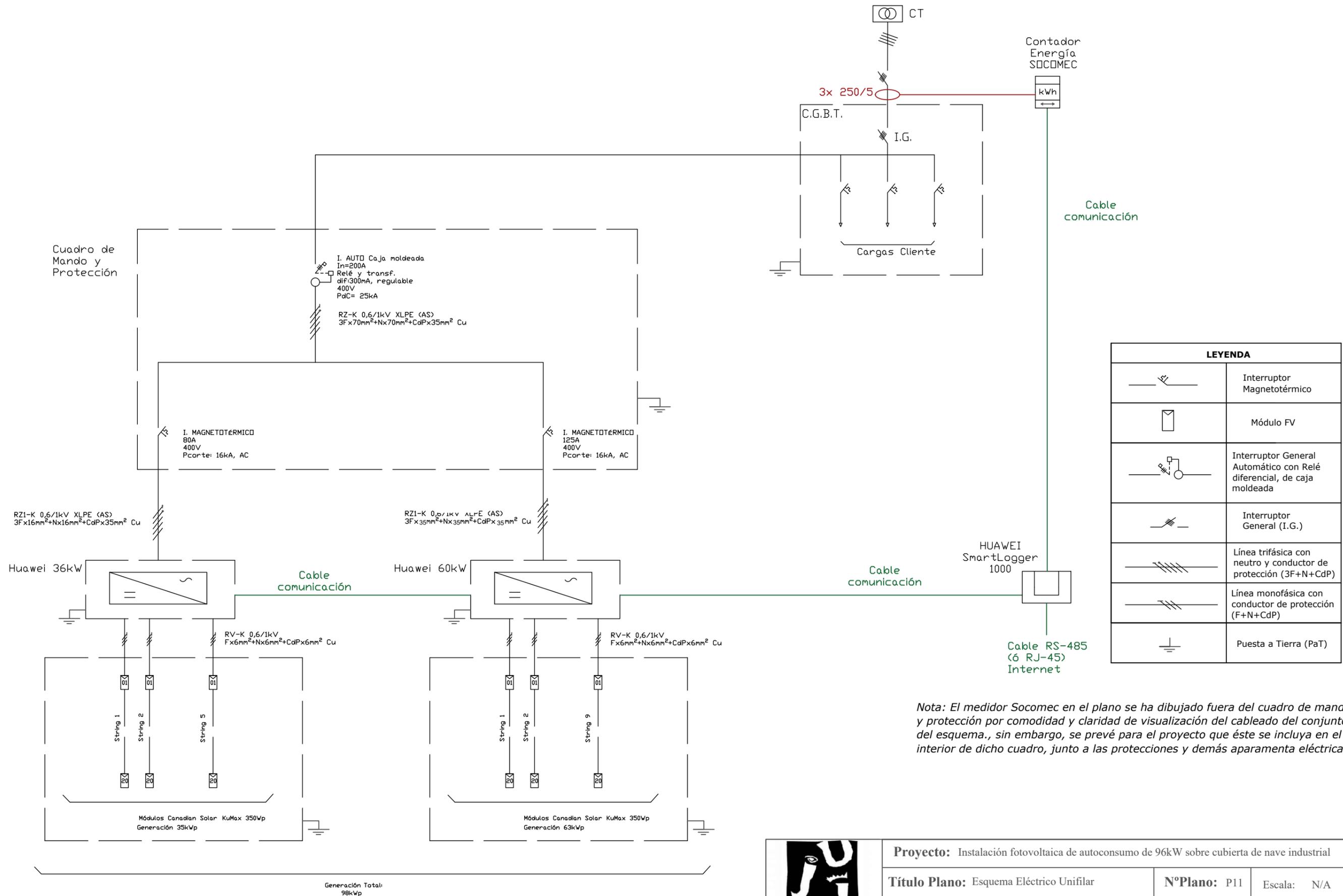
Nº Plano: P10 Escala: N/A

Promotor:

Cotas: metros (m)

Autora Proyectista: Dakota Rojas Belenguer

Fecha: 23/12/2019



LEYENDA	
	Interruptor Magnetotérmico
	Módulo FV
	Interruptor General Automático con Relé diferencial, de caja moldeada
	Interruptor General (I.G.)
	Línea trifásica con neutro y conductor de protección (3F+N+CdP)
	Línea monofásica con conductor de protección (F+N+CdP)
	Puesta a Tierra (PaT)

Nota: El medidor Socomec en el plano se ha dibujado fuera del cuadro de mando y protección por comodidad y claridad de visualización del cableado del conjunto del esquema., sin embargo, se prevé para el proyecto que éste se incluya en el interior de dicho cuadro, junto a las protecciones y demás apartamentada eléctrica.



Proyecto: Instalación fotovoltaica de autoconsumo de 96kW sobre cubierta de nave industrial		
Título Plano: Esquema Eléctrico Unifilar	NºPlano: P11	Escala: N/A
Promotor: [REDACTED]		Cotas: N/A
Autora Projectista: Dakota Rojas Belenguer		Fecha: 23/12/2019



ESCOLA SUPERIOR DE TECNOLOGIA I CIÈNCIES EXPERIMENTALS (ESTCE)

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA